



**Cláudio Bruno Alexandre Alves**

Licenciado em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

## **Net metering: definição de metodologia e estudo de caso**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Doutor João Miguel Murta Pina

Co-orientador: Rui Miguel Ferreira Marques dos Santos

FCT-UNL

Engibase

Júri:

Presidente: Prof. Doutor Tiago Oliveira Machado de Figueiredo Cardoso

Arguente: Prof. Doutor João Francisco Alves Martins

Vogal: Prof. Doutor João Miguel Murta Pina



FACULDADE DE  
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

**Setembro de 2014**



### **Net metering: definição de metodologia e estudo de caso**

Copyright © Cláudio Bruno Alexandre Alves, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.



## Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer aos meus orientadores, Prof. João Murta Pina e Eng. Miguel Santos, pela sua disponibilidade, paciência, simpatia e por todas as suas sugestões e correções que foram essenciais ao desenvolvimento deste trabalho. A sua vasta experiência e mestria foram, sem dúvida, aliados imprescindíveis na resolução daqueles problemas que à partida se apresentavam como incontornáveis no decorrer desta dissertação.

À Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, e em especial, ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica, pelas condições de trabalho e ensino de excelência providenciados.

Ao Eng. Alexandre Cruz, pela sua simpatia no esclarecimento de dúvidas, assim como, na disponibilização de dados essenciais à implementação prática do trabalho.

A todos os meus colegas e amigos, que me acompanharam ao longo do meu percurso académico, pela sua camaradagem, entreaajuda e boa disposição, nos momentos de trabalho e lazer. Desejo-lhes todo o sucesso nas suas vidas. Referências particulares são sempre injustas para os demais, no entanto, quero abrir uma exceção para agradecer ao meu colega Ricardo Tavares, pelo seu enorme contributo no desenvolvimento deste trabalho.

Uma palavra de carinho e reconhecimento para os meus avós maternos, que embora já não estejam presentes para partilhar este momento de felicidade comigo, transmitiram-me valores e conhecimentos que não se adquirem em nenhuma universidade do Mundo, e que foram determinantes no meu crescimento pessoal.

Por último, um agradecimento muito especial aos meus pais, pelo apoio incondicional que me deram e que continuam a dar, por nunca deixarem de acreditar em mim e investirem com sacrifício na minha educação. Foram sem dúvida o pilar de toda a minha formação académica e pessoal.



## Resumo

Face à crise económica e financeira, o setor fotovoltaico português tem sofrido diversas condicionantes, na sua maioria políticas, assistindo-se a uma alteração nos regimes de micro e minigeração. Com as tarifas de referência a sofrerem reduções drásticas nos últimos dois anos, os regimes bonificados deixaram de ser economicamente viáveis e interessantes do ponto de vista do consumidor. Esta situação está a pôr em causa as empresas que atuam no setor, assim como o desenvolvimento do próprio mercado fotovoltaico português. Torna-se assim necessário encontrar alternativas aos regimes bonificados, que relancem o setor e que permitam às empresas continuar a trabalhar. Uma dessas alternativas passa pela regulamentação da instalação de unidades de autoconsumo, nomeadamente com soluções de *net metering*.

Dada a região privilegiada onde se encontra Portugal, e ao facto de já ter atingido a paridade de rede solar, o país depara-se com uma oportunidade única para o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica através da implementação de regimes de autoconsumo que interessa avaliar. Neste contexto, desenvolveu-se uma ferramenta informática, que permite, face a um determinado consumidor, avaliar a viabilidade económica e técnica de implementação de soluções de *net metering*. Uma vez que os resultados são fortemente dependentes da aplicação visada, este trabalho é baseado em dois estudos de caso – setor comercial e residencial – compreendendo a análise de dados reais já existentes e a recolha de dados no terreno. Nesta dissertação, é ainda feito um levantamento sobre os quadros legislativos atualmente vigentes a nível internacional, que regulam o mecanismo de *net metering*.

**Termos-chave:** Net metering, Autoconsumo, Paridade de rede, Sistemas fotovoltaicos ligados à rede, Análise de viabilidade económica, Software de otimização





## **Abstract**

Given the economic and financial crisis, the Portuguese photovoltaic sector has undergone several constraints, mostly political, causing changes in the micro and minigeneration schemes. With the reference tariffs suffering drastic reductions in the past two years, the feed-in tariff schemes are no longer economically viable and interesting from the consumer's point of view. This situation is jeopardizing the companies operating in the sector, as well as the development of the Portuguese photovoltaic market itself. Thus, it becomes necessary to find alternatives to feed-in tariff schemes so to re-boost the sector and allow the companies to continue working. One such alternative involves the regulation of self-consumption schemes, especially net metering solutions.

Considering the privileged location of Portugal and the fact that it has already reached solar grid parity, the country faces a unique opportunity for the development of the photovoltaic technology by implementing self-consumption schemes that matters to assess. In this context, a software tool was developed to evaluate the economic feasibility and technical implementation of net metering solutions based on different types of consumers. Since the results are strongly dependent on the target application, this work is based on two case studies - commercial and residential sector - comprising the analysis of existing data and actual data collection in the field. Furthermore, a survey on currently prevailing internationally legislative frameworks that govern the net metering mechanism is also carried out.

**Keywords:** Net metering, Self-consumption, Grid parity, Grid-connected PV systems, Economic feasibility analysis, Optimization software tool



# Índice de Matérias

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1 Motivação .....	1
1.2 Objetivos .....	2
1.3 Contribuições Originais .....	2
1.4 Organização da Dissertação.....	3
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>5</b>
2.1 Tarifas <i>Feed-in</i> .....	5
2.2 Paridade de Rede – <i>Grid Parity</i> .....	8
2.3 Autoconsumo .....	12
2.4 <i>Net Metering</i> .....	14
2.4.1 Descrição do Conceito .....	14
2.4.2 <i>Net Metering</i> vs Autoconsumo Direto .....	20
2.4.3 <i>Net Metering</i> vs Tarifa <i>Feed-in</i> .....	21
2.4.4 Benefícios e Barreiras .....	22
2.4.4.1 Benefícios do <i>Net Metering</i> .....	22
2.4.4.2 Barreiras do <i>Net Metering</i> .....	23
2.4.4.3 Propostas de Alteração do Mecanismo de <i>Net Metering</i> .....	25
2.4.5 <i>Net Metering</i> no Mundo .....	26
2.4.5.1 Europa.....	26
2.4.5.2 Austrália.....	29
2.4.5.3 Canadá .....	29
2.4.5.4 Estados Unidos da América .....	30
2.4.5.5 Resto do Mundo .....	34
2.5 <i>Software</i> Existente para Simulação de Sistemas com <i>Net Metering</i> .....	36
<b>3. MODELIZAÇÃO .....</b>	<b>39</b>
3.1 Produção Fotovoltaica .....	39
3.1.1 Seleção do Painel FV e Inversor .....	39
3.1.2 Cálculo da Produção Fotovoltaica Anual .....	40
3.2 Escolha da Potência Ótima do Sistema FV.....	43

<b>4. DESENVOLVIMENTO DA FERRAMENTA INFORMÁTICA .....</b>	<b>51</b>
<b>4.1 Integração de Sistemas .....</b>	<b>51</b>
<b>4.2 Descrição das Funcionalidades da Ferramenta.....</b>	<b>52</b>
4.2.1 Menu Principal.....	53
4.2.1.1 Definição do Perfil de Consumos da Instalação.....	53
4.2.1.2 Obtenção e Processamento de Dados do PVGIS .....	55
4.2.1.3 Dados de Faturação .....	59
4.2.1.4 Definições Avançadas .....	59
4.2.2 Análise Energética.....	61
4.2.3 Consulta do Equipamento .....	64
4.2.4 Orçamento do Projeto .....	65
4.2.5 Análise Financeira .....	66
4.2.6 Resultados.....	69
<b>5. RESULTADOS .....</b>	<b>71</b>
<b>5.1 Setor Comercial .....</b>	<b>73</b>
5.1.1 <i>Net Metering</i> Puro .....	75
5.1.2 <i>Net Metering</i> Adaptado (Penalização Percentual) .....	77
5.1.3 Análise de Resultados .....	79
<b>5.2 Setor Residencial .....</b>	<b>80</b>
5.2.1 <i>Net Metering</i> Puro .....	82
5.2.2 <i>Net Metering</i> Adaptado (Penalização Percentual) .....	83
5.2.3 Análise de Resultados .....	85
<b>5.3 Síntese e Comentários.....</b>	<b>86</b>
<b>6. CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO .....</b>	<b>89</b>
<b>6.1 Conclusões.....</b>	<b>89</b>
<b>6.2 Trabalho Futuro .....</b>	<b>90</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>93</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>103</b>
<b>Anexos 1 – Dados PORDATA .....</b>	<b>103</b>
<b>Anexos 2 – Equipamento .....</b>	<b>105</b>

# Índice de Figuras

Figura 2.1 – Ilustração representativa da chegada da paridade de rede em Portugal. ....	9
Figura 2.2 – Evolução dos preços da electricidade para utilizadores industriais e domésticos (por kWh) em Portugal (Fonte: PORDATA, 2014).....	9
Figura 2.3 - Estimativas da chegada da paridade de rede FV na Europa. ....	11
Figura 2.4- Representação dos fluxos energéticos associados ao <i>net metering</i> (Adaptado de <a href="http://www.michigan.gov/mpsc/0,4639,7-159-16393_48212_58124---,00.html">http://www.michigan.gov/mpsc/0,4639,7-159-16393_48212_58124---,00.html</a> ) .....	15
Figura 2.5 - Modelo de contador bidirecional usado para <i>net metering</i> e respetivo registo de fluxos energéticos em ambos os sentidos. ....	15
Figura 2.6 - Produção FV e consumos energéticos numa instalação residencial (Adaptado de SMA, em <a href="http://www.jgduarte.com/download/Autoconsumo.pdf">http://www.jgduarte.com/download/Autoconsumo.pdf</a> ) .....	17
Figura 2.7 – Fluxos energéticos diários numa instalação industrial (Adaptado de Serrano-Casares et al., 2013). ....	18
Figura 3.1 - Algoritmo de seleção do painel FV e inversor.....	40
Figura 3.2 – Processo de cálculo da produção fotovoltaica anual do sistema.....	43
Figura 3.3 – Algoritmo de cálculo das poupanças anuais. ....	46
Figura 3.4 – Algoritmo de seleção da potência ótima consoante o critério de decisão escolhido.....	49
Figura 4.1 - Blocos integrantes da aplicação informática. ....	52
Figura 4.2 - Interface gráfica da ferramenta informática (Menu Principal). ....	53
Figura 4.3 - Analisador de energia C.A 8334 (Fonte: Chauvin Arnoux).....	54
Figura 4.4 - Algoritmo de processamento e obtenção do perfil de consumos da instalação. ....	55
Figura 4.5 - Opções para a escolha da localização da instalação. ....	56
Figura 4.6 - Escolha da localização através do mapa integrado. ....	57
Figura 4.7 - Conexão e obtenção de dados do PVGIS. ....	58
Figura 4.8 - Definição dos dados de faturação da instalação.....	59
Figura 4.9 - Definições avançadas do projeto FV.....	60
Figura 4.10 - Definição dos parâmetros de orçamentação do projeto.....	61
Figura 4.11 – Separador de Análise Energética do projeto. ....	64
Figura 4.12 – Consulta do equipamento selecionado para o projeto dimensionado. ....	65
Figura 4.13 - Apresentação do orçamento do projeto FV.....	66
Figura 4.14 - Separador de Análise Financeira do projeto.....	67
Figura 4.15 - Janela de cálculo do LCOE. ....	68
Figura 5.1 - Estrutura dos preços de eletricidade em $BTN > 20,7 \text{ kVA}$ (Fonte: ERSE, 2013). ....	73
Figura 5.2 – Diagrama de carga relativo à instalação comercial. ....	74
Figura 5.3 – Diferença de consumos entre dois dias da semana. ....	74
Figura 5.4 - Estrutura dos preços de eletricidade em $BTN \leq 20,7 \text{ kVA}$ (Fonte: ERSE, 2013). ....	80

Figura 5.5 – Diagrama de carga relativo à instalação residencial. ....	81
Figura 5.6 – Exemplo de um dia de consumos da residência em estudo. ....	81

## Índice de Tabelas

Tabela 2.1 - Nomenclatura do LCOE.....	10
Tabela 2.2 - Políticas de <i>net metering</i> existentes na Europa. ....	28
Tabela 2.3 - Programas de <i>net metering</i> no Canadá (Adaptado de CanmetENERGY, 2012). ....	29
Tabela 2.4 - As melhores políticas de <i>net metering</i> nos Estados Unidos da América.....	31
Tabela 2.5 - Quadros legislativos vigentes a nível internacional. ....	34
Tabela 5.1 - Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN (>20,7kVA).....	73
Tabela 5.2 - Parâmetros de entrada para o estudo de caso comercial. ....	75
Tabela 5.3 – Resultados para <i>net metering</i> puro com créditos energéticos (setor comercial).....	76
Tabela 5.4 - Resultados para <i>net metering</i> puro com créditos monetários (setor comercial).....	76
Tabela 5.5 - Resultados para <i>net metering</i> adaptado com créditos energéticos (setor comercial).....	78
Tabela 5.6 - Resultados para <i>net metering</i> adaptado com créditos monetários (setor comercial). ....	78
Tabela 5.7 - Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN ( $\leq 20,7\text{kVA}$ ).....	80
Tabela 5.8 - Parâmetros de entrada para o estudo de caso residencial.....	82
Tabela 5.9 – Resultados para <i>net metering</i> puro com créditos energéticos e monetários (setor residencial).....	83
Tabela 5.10 - Resultados para <i>net metering</i> adaptado com créditos energéticos (setor residencial). ....	84
Tabela 5.11 - Resultados para <i>net metering</i> adaptado com créditos monetários (setor residencial). ....	85





## Lista de Acrónimos

ACT	<i>Australian Capital Territory</i>
ALEC	<i>American Legislative Exchange Council</i>
APESF	Associação Portuguesa das Empresas do Setor Fotovoltaico
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DSM	<i>Demand-Side Management</i>
EEl	<i>Edison Electric Institute</i>
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FER	Fontes de Energia Renováveis
FiT	<i>Feed-in Tariff</i>
FiP	<i>Feed-in Premium</i>
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
IEE	<i>Institute for Electric Innovation</i>
iHOGA	<i>Improved Hybrid Optimization by Generic Algorithm</i>
IOU	<i>Investor-Owned Utility</i>
IREC	<i>Interstate Renewable Energy Council, Inc.</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i>
MENA	<i>Middle East and North Africa</i>
NEG	<i>Net Excess Generation</i>
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
PRI	Período de Recuperação do Investimento
PSO	<i>Public Service Obligation</i>
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
REC	<i>Renewable Energy Credits</i>
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
SCE	<i>Southern California Edison</i>
TOU	<i>Time of Use</i>
UE	União Europeia
VAL	Valor Atual Líquido



# 1. INTRODUÇÃO

A presente dissertação aborda o tema da produção descentralizada assente em aproveitamentos fotovoltaicos com autoconsumo, através do estudo e definição de uma metodologia para a implementação de estratégias de *net metering* em Portugal.

## 1.1 Motivação

A instalação de sistemas fotovoltaicos (FV) tem sido alvo de um crescimento impressionante desde 2005, especialmente na União Europeia (Pablo-Romero, 2013), onde diversas medidas de incentivação têm sido adotadas com o intuito de promover o investimento rentável em instalações FV. Estas políticas de remuneração representam o principal impulsionador do desenvolvimento e do futuro da indústria FV, tanto para investidores privados como para os governos envolvidos. Um exemplo disso é a Alemanha, que apesar de possuir uma radiação solar inferior a outros países europeus, tem liderado o mercado fotovoltaico desde 2004, muito por culpa dos modelos de incentivos eficazes que apresenta (Sarasa-Maestro et al., 2013).

A Alemanha introduziu aquela que é atualmente a política de incentivo às energias renováveis mais utilizada em todo o mundo – a *Feed-in Tariff* (FiT). No início de 2013, mais de 71 países possuíam políticas FiT em vigor (REN21, 2013). Este regime de remuneração garante um preço fixo inicial ao produtor de energia renovável através de um contrato a longo prazo (tipicamente 15-20 anos), obrigando a comercializadora elétrica a adquirir toda a energia produzida pelos clientes (Del Carpio-Huayllas et al. 2012). Este é também o principal mecanismo de incentivo existente em Portugal.

Apesar da tarifa *feed-in* ser considerada o mecanismo de compensação mais eficiente na promoção do desenvolvimento de sistemas de produção de energia renovável (Couture & Gagnon, 2010), o constante decréscimo dos preços da tecnologia FV, e o aumento simultâneo dos preços da eletricidade, estimularam a chegada da paridade de rede (*grid parity*) em inúmeros países (Masson et al., 2013). Acredita-se que com a chegada deste momento, a tecnologia FV deixará de necessitar de qualquer forma de subsídios para progredir (Hadjipanayi, et al., 2013; IEA, 2013).

O autoconsumo e *net metering* são dois conceitos importantes relacionados com a chegada da paridade de rede. Ambos os conceitos permitem que os seus utilizadores consumam a energia elétrica produzida através dos seus sistemas RES-E (*Renewable Energy*

*Sources for Electricity*), favorecendo assim a criação de um mercado autossustentável, sem recurso a subsídios governamentais (Hadjipanayi et al., 2013; EPIA, 2011).

Sendo Portugal um dos países europeus com maior potencial solar (Sarasa-Maestro, 2013), e tendo em conta que já atingiu a paridade de rede solar (PV Parity, 2013b), o país depara-se com uma oportunidade única para o desenvolvimento da tecnologia FV através de regimes de autoconsumo que interessa avaliar. Neste contexto, este trabalho tem como principal motivação a avaliação da viabilidade económica e técnica de implementação de um dos regimes de autoconsumo em Portugal: o *net metering*.

## 1.2 Objetivos

O trabalho descrito nesta dissertação teve como principal objetivo o desenvolvimento de uma ferramenta informática capaz de avaliar a viabilidade económica e técnica de implementação de soluções de *net metering* face a um determinado consumidor, para os setores residencial e comercial em Portugal. No que diz respeito aos objetivos específicos, destacam-se:

- i. Levantamento dos quadros legislativos atualmente vigentes a nível internacional, que regulam o mecanismo de *net metering*.
- ii. Desenvolvimento de um *software* de simulação para projetos FV em regime de *net metering*.
- iii. Análise de dois estudos de caso – setores residencial e comercial - baseada em dados reais já existentes e recolhidos no terreno, respetivamente.
- iv. Avaliação de desempenho das diversas modalidades de *net metering* para ambos os setores.

## 1.3 Contribuições Originais

A ferramenta informática desenvolvida, com algumas funcionalidades ao nível dos produtos existentes no mercado, permite, face a um determinado consumidor, avaliar a viabilidade económica e técnica da implementação de soluções de *net metering*. Oferecendo ao utilizador um elevado nível de parametrização, a aplicação calcula e sugere a potência ótima do sistema FV a instalar, consoante o perfil de consumos da instalação. Para este dimensionamento otimizado, é proposto um algoritmo iterativo de análise de viabilidade

económica, que executa uma avaliação de rentabilidade baseada num dos quatro indicadores financeiros mais relevantes à seleção de projetos do setor energético – PRI, TIR, VAL e LCOE.

Através das simulações realizadas com o *software* desenvolvido, pretende-se contribuir com resultados experimentais, de modo a avaliar a viabilidade e o desempenho da implementação dos mecanismos de autoconsumo emergentes, que se apresentam como uma das principais alternativas para relançar o setor FV português. O cálculo do valor LCOE para os diversos cenários simulados, permite ainda retirar conclusões sobre a chegada da paridade de rede num determinado setor, refletindo a relação custo-competitividade entre o preço da energia produzida através de sistemas FV e os preços de eletricidade praticados pelo mercado.

## **1.4 Organização da Dissertação**

A dissertação encontra-se subdividida em 6 capítulos. Neste capítulo introdutório (Capítulo 1), são expostas as motivações que levaram ao seu desenvolvimento e os objetivos que se pretendem alcançar.

No Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica, são abordados os conceitos teóricos mais relevantes ao desenvolvimento do trabalho, nomeadamente, as tarifas *feed-in*, paridade de rede, autoconsumo, *net metering* e *software* existente para simulação de sistemas com *net metering*.

No Capítulo 3 – Modelização, são descritos os diversos modelos matemáticos utilizados no desenvolvimento da ferramenta informática, assim como a respetiva metodologia inerente à sua conceção, na qual se destacam os algoritmos utilizados.

No Capítulo 4 – Desenvolvimento da ferramenta informática, são descritas detalhadamente as diversas funcionalidades da ferramenta informática desenvolvida, assim como os procedimentos a realizar para a simulação de projetos com regime de *net metering*.

No Capítulo 5 – Resultados, são apresentados e analisados os resultados das diversas simulações realizadas para cada um dos estudos de caso.

Por fim, no Capítulo 6 – Conclusões e Trabalho Futuro, apresentam-se as conclusões retiradas do desenvolvimento deste trabalho e algumas sugestões que possam futuramente servir de extensão à tese desenvolvida.



## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 Tarifas *Feed-in*

As políticas de incentivo aos sistemas FV mais utilizadas na Europa são as tarifas *Feed-in* (FiTs) e as *Feed-in Premiums* (FiPs). Atualmente, 18 países membros da UE promovem o desenvolvimento da energia fotovoltaica através destes dois mecanismos (Pablo-Romero, 2013). A tarifa *feed-in*, denominada regime bonificado em Portugal, garante um preço fixo inicial (por kWh) ao produtor FV, ao qual a energia elétrica é comprada pela comercializadora elétrica. O *Feed-in Premium* atribui uma compensação superior ao preço de mercado. Ambos os incentivos são garantidos por um longo período de tempo, que difere de país para país. Na UE-27, este período encontra-se tipicamente entre os 10-25 anos, durante o qual as tarifas são normalmente ajustadas, de forma decrescente e anual (Pablo-Romero, 2013).

A tarifa *feed-in* oferece três tipos de benefícios financeiros (Del Carpio-Huayllas & Ramos, 2013):

- Compensação monetária (tarifa) por toda a energia produzida pelo sistema FV, independentemente desta ser consumida localmente ou ser exportada para a rede elétrica.
- Compensação monetária (tarifa) pela energia exportada para a rede elétrica (caso haja mais produção que consumo).
- Compensação monetária (tarifa) pelo autoconsumo da energia produzida.

Os mecanismos FiT são bem conhecidos pelo seu sucesso no desenvolvimento das energias renováveis em larga escala, principalmente na Alemanha - onde foram introduzidos pela primeira vez -, Dinamarca e Espanha. A grande vantagem deste sistema, do ponto de vista do produtor FV, é a certeza com que este receberá suporte financeiro a longo prazo, o que reduz consideravelmente os riscos de investimento nesta tecnologia (Poullikkas, 2013).

No que concerne à literatura existente, inúmeros autores afirmam que a aplicação de tarifas *feed-in* como único meio de incentivo, ou em combinação com outros incentivos, tais como *net metering* ou financiamento das plantas FV, é um método muito eficiente na promoção do uso de energias renováveis (Jacobs & Sovacool, 2012; Jenner et al., 2013; Mints, 2012; Moosavian et al., 2013; Haas et al., 2011; García-Alvarez & Mariz-Pérez, 2012).

Yamamoto (2012) apresentou um estudo comparativo detalhado entre três mecanismos de incentivo – tarifas *feed-in*, *net metering* e certificados verdes – e as

combinações entre eles, analisando os seus retornos económicos, assim como os impactos ao nível dos preços da eletricidade e benefícios sociais. O autor considera que as FiTs são a melhor opção para estimular o desenvolvimento dos mercados de energia renovável, apresentando melhores resultados quando combinadas com outros incentivos. Pelo contrário, os outros mecanismos de incentivo não são tão eficientes sem as FiTs.

Del Rio & Gual (2007) destacaram que as FiTs facilitam o desenvolvimento das RES-E oferecendo uma perspetiva a longo-prazo aos investidores. No entanto, uma comparação entre diferentes países da UE demonstrou que as FiTs só promovem os mercados para níveis significativos se estas forem suficientemente elevadas (Dusonchet & Telaretti, 2010).

Uma revisão literária mais detalhada pode ser consultada em Antonelli & Desideri (2014), onde os autores apresentam os estudos mais relevantes relacionados com as tarifas *feed-in* a nível europeu.

Não obstante uma tarifa *feed-in* bem estruturada e estável poder desempenhar um papel crucial no desenvolvimento dos sistemas de energia renovável, existem, no entanto, diversas desvantagens associadas a este método de incentivo que têm sido enunciadas na literatura disponível. Por exemplo, o receio de custos sociais demasiado elevados é expresso em Falconett & Nagasaka (2010); Pirnia et al. (2011); Yamamoto (2012); Frondel et al. (2008). Este último apresentou uma análise crítica detalhada às FiTs na Alemanha, que se assume como um dos maiores mercados FV a nível mundial, comentando acerca da pobre intervenção política e pedindo a redução drástica e imediata da magnitude das tarifas *feed-in* concedidas ao setor FV. Os autores calcularam ainda o custo de redução de emissões de CO<sub>2</sub>, o impacto negativo na empregabilidade, o aumento do custo final de eletricidade, e a perda de poder de compra para os consumidores e atividades produtivas. Por fim, afirmam ainda que as FiTs contribuem pouco para a inovação tecnológica.

Falconett & Nagasaka (2010) demonstraram que as tarifas *feed-in* não promovem competitividade e eficiência quando as tecnologias renováveis já atingiram um certo nível de maturidade.

De acordo com Cherrelle (2012), os custos decrescentes da tecnologia FV combinados com tarifas *feed-in* atrativas sem limites estabelecidos, podem conduzir a capacidades instaladas inesperadas, aumentando os custos políticos para níveis questionáveis.



## Setor FV em Portugal

No que respeita à situação nacional, Portugal segue a tendência europeia, aplicando as tarifas *feed-in* como o seu principal mecanismo de incentivo à utilização de energias renováveis (RES Legal Europe, 2014).

Fazendo uma retrospectiva do setor fotovoltaico em Portugal, e citando as recentes declarações da APESF (2014a), poderá considerar-se que este se iniciou de uma forma efetiva/sustentada em 2007, com a publicação do Decreto-Lei 363/2007, que regulamentava as centrais designadas de Microprodução. Em 2011 é publicada a regulamentação que enquadra as centrais de Minigeração.

No entanto, este setor tem sofrido diversas condicionantes, na sua maioria políticas, muito por culpa da crise económica e financeira do país (Masson & Latour, 2012), assistindo-se a uma alteração nos regimes de micro e minigeração, concretizada através de reduções nas tarifas de referência, quotas anuais de potência e benefícios fiscais.

A 31/12/2012 com a publicação da portaria 431/2012, os valores de referência da microprodução, tal como previsto regulamentarmente, foram atualizados *“de forma a assegurar a sua adequação aos objetivos da política energética, à sua relação com outras políticas setoriais e à evolução dos mercados”*, nomeadamente *“no que respeita à tecnologia fotovoltaica, a evolução dos mercados entretanto ocorrida continuou a pautar-se pela redução do preço dos equipamentos com impactos favoráveis nos custos do investimento e nos níveis de procura desta tecnologia, justificando-se, assim, proceder a nova atualização do valor da redução anual da tarifa de referência aplicável à microprodução a partir da energia solar através da tecnologia fotovoltaica por forma a assegurar que a referida evolução possa beneficiar também o consumidor de eletricidade”*, o que levou a uma redução das tarifas de referência em 130 €/MWh nos primeiros 8 anos e 20 €/MWh nos 7 anos seguintes.

A 26 de Dezembro de 2013, com o Despacho da DGEG, que define as tarifas para 2014, foram aplicadas reduções de 66% e 29,8%, para a micro e minigeração, respetivamente (Cardoso, 2014). Em carta aberta, a APESF afirmou que estes cortes não têm qualquer enquadramento com a realidade, visto que em 2013/2014, os preços dos equipamentos para as centrais fotovoltaicas registaram um aumento, e não uma redução, como tinha ocorrido em 2012/2013.

Estas reduções drásticas não permitem que o mercado português se desenvolva corretamente (EPIA, 2014). As novas tarifas *feed-in*, referentes ao regime bonificado, para micro (até 3.68 kW) e miniprodução (até 250 kW) são demasiado baixas para serem atrativas e gerarem um desenvolvimento significado nestes setores do mercado. A remuneração da

microgeração é de 66 €/MWh durante o primeiro período de 8 anos e de 145 €/MWh durante o segundo período de 7 anos. A tarifa de referência atribuída durante o segundo período passa, assim, a ser muito superior àquela oferecida durante os primeiros 8 anos (os mais relevantes para a amortização do investimento), o que leva a uma situação assimétrica prejudicial (EPIA, 2014; APESF, 2014a). Na minigeração, onde existe um fator de escala, a tarifa de referência é de 106 €/MWh.

Tendo em conta a reduzida remuneração dos sistemas de tecnologia fotovoltaica, o período de retorno e a rentabilidade financeira dos investimentos tornam-se pouco atrativos para os clientes finais. Com a remuneração dos 66 €/MWh para uma central de microprodução, o *payback*, apenas da taxa de Registo de Microprodutor, é superior a 1 ano. Segundo a APESF, face às tarifas apresentadas, a microprodução em regime bonificado deixa de ser economicamente viável, e a atual situação está a pôr em causa as empresas que atuam no setor, assim como o desenvolvimento do mesmo. Em 2013, tal como ocorreu em 2012, o mercado fotovoltaico português manteve-se longe do seu potencial, que a EPIA estima ser de 350 MW/ano.

Face a este cenário, e à perspetiva de que as tarifas *feed-in* continuarão a sofrer sucessivas reduções até que sejam finalmente suprimidas, as estratégias de autoconsumo garantirão o desenvolvimento do mercado FV independentemente de suportes financeiros, e facilitarão a transição para a era pós-FiTs (Thygesen & Karlsson, 2014; EPIA, 2013; EC, 2013). Masson & Latour (2012) afirmam que a grande esperança para impulsionar o mercado FV português encontra-se na possível adoção de um regime de *net-metering*, que poderia relançar o mercado FV tanto no setor residencial como comercial.

## **2.2 Paridade de Rede – *Grid Parity***

Face aos preços proibitivamente elevados que se apresentavam como o grande desafio às novas tecnologias renováveis, diversos países, nomeadamente os Estados Membros da UE, deram início à adoção de esquemas *FiT* desenhados para promover a penetração das FER através de incentivos financeiros apelativos. O sucesso dos esquemas *FiT* induziu ao notável crescimento do mercado FV nos últimos anos e, conseqüentemente, à chegada da paridade de rede (Fokaides & Kylili, 2013).

A paridade de rede é considerada o auge das tecnologias renováveis, representando o ponto temporal em que os sistemas FV conectados à rede fornecem energia ao consumidor final ao mesmo preço que a energia oferecida pela rede elétrica (Elliston et al., 2010). O modelo dinâmico da paridade de rede é baseado na relação histórica entre duas tendências

(Figura 2.1): o decréscimo do custo de produção de energia FV e o constante aumento dos preços da energia elétrica (Biondi & Moretto, 2013).

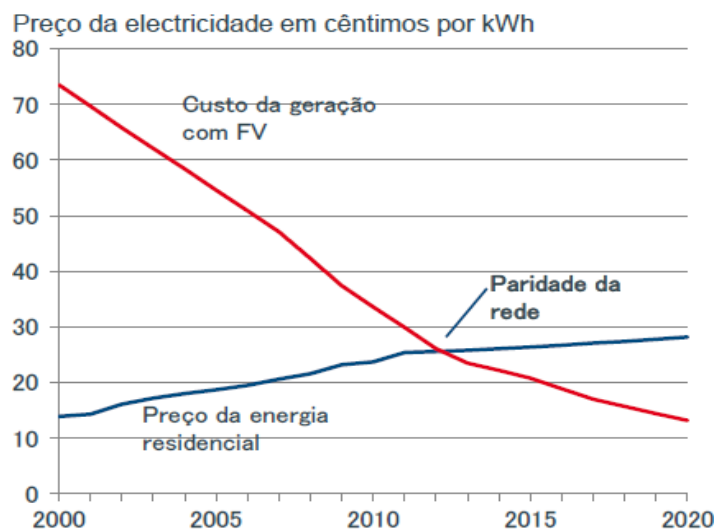


Figura 2.1 – Ilustração representativa da chegada da paridade de rede em Portugal.  
(Fonte: SMA, em <http://www.jgduarte.com/download/Autoconsumo.pdf>)

Em Portugal, os preços da eletricidade têm seguido a mesma tendência de crescimento, tanto no setor residencial, como nos setores comercial e industrial. A Figura 2.2 representa, de forma mais rigorosa, a evolução dos preços da eletricidade (por kWh) para utilizadores domésticos e industriais, desde 2000 até 2013.

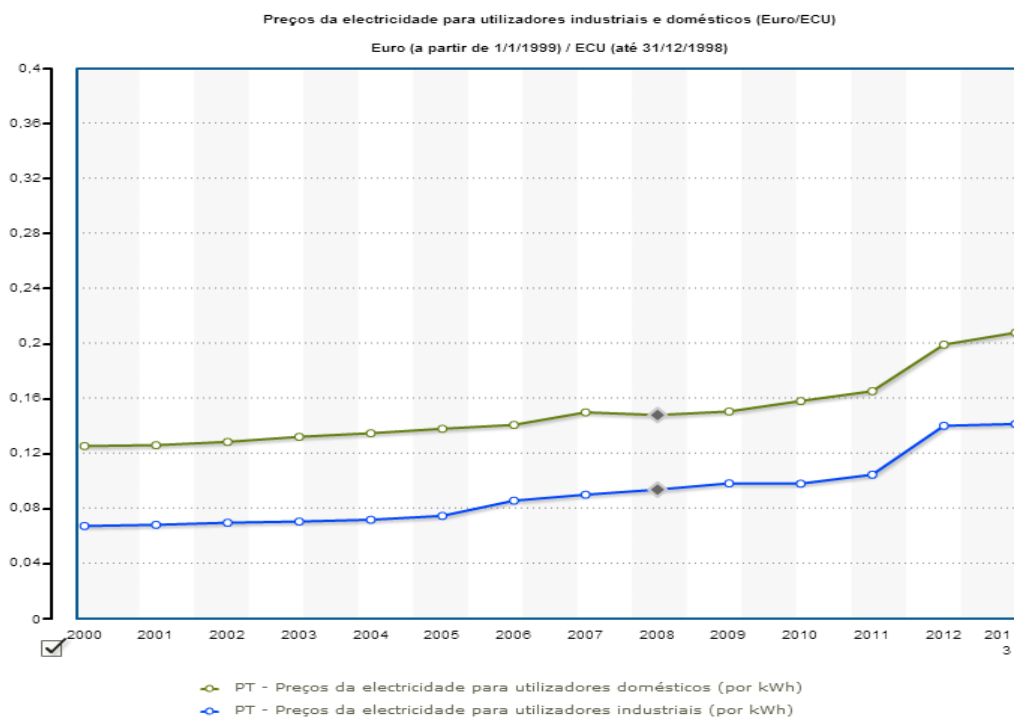


Figura 2.2 – Evolução dos preços da electricidade para utilizadores industriais e domésticos (por kWh) em Portugal (Fonte: PORDATA, 2014).

O custo de produção de energia FV é expresso como *Levelized Cost of Electricity* (LCOE), que define o custo teórico constante necessário para a produção de um kWh através de um sistema FV. Calculado através de (2.1), este valor incorpora todos os custos associados ao tempo de vida de um sistema FV (Pérez et al., 2012), descritos na Tabela 2.1.

$$\sum_{t=1}^T \left( \frac{LCOE}{(1+r)^t} \times E_t \right) = I + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (2.1)$$

**Tabela 2.1 - Nomenclatura do LCOE.**

Nomenclatura	Unidade	Significado
$LCOE$	€/kWh	<i>Levelized Cost of Electricity</i>
$T$	Anos	Tempo de vida do sistema FV
$t$	-	Ano $t$
$C_t$	€	Custos de Operação e Manutenção (O&M) no ano $t$ <sup>1</sup>
$E_t$	kWh	Energia FV produzida no ano $t$
$I$	€	Investimento inicial
$r$	%	Taxa de atualização

Assumindo um valor constante por ano, o LCOE pode ser derivado através do rearranjo de (2.1), tal como se segue:

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2.2)$$

É importante referir que esta metodologia não tem em conta possíveis incentivos monetários, como tarifas *feed-in*. Assim sendo, o LCOE pretende apenas refletir a relação custo-competitividade entre os sistemas FV e os preços de eletricidade praticados pelo mercado, sem considerar estímulos externos (Pérez et al., 2012).

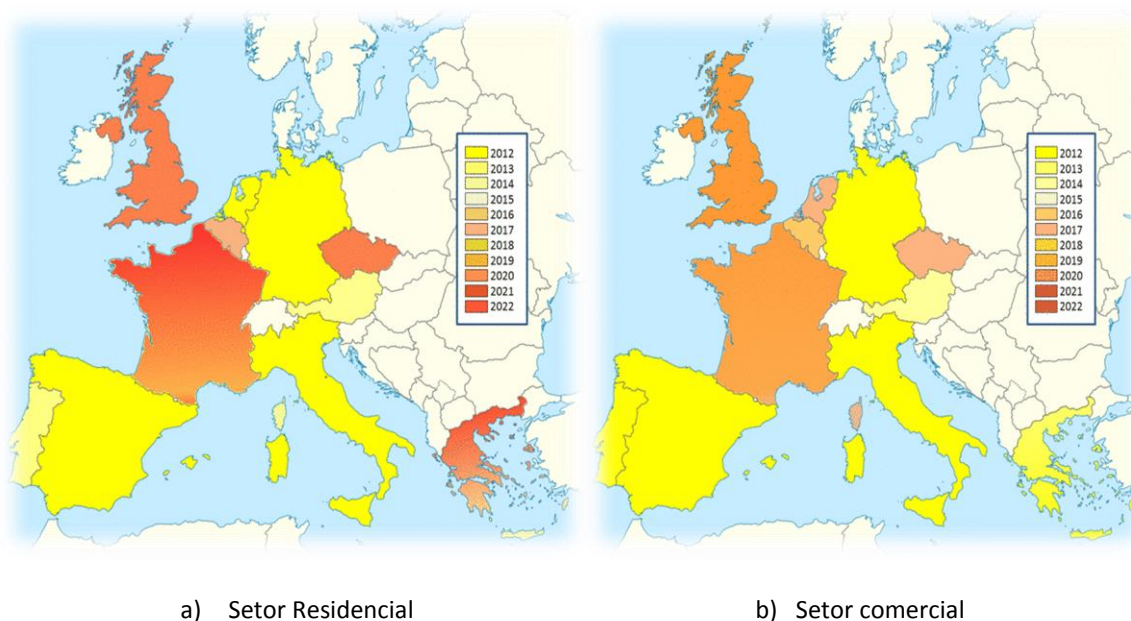
Existem diversos parâmetros chave que influenciam a chegada da paridade de rede (também identificáveis em 2.2), tais como:

- Custo da eletricidade.
- Recurso solar.
- Custo do financiamento.
- Custo dos sistemas fotovoltaicos.

<sup>1</sup> Os custos incluem impostos e aumentam com a inflação (Pérez et al., 2012).

Assim sendo, a paridade de rede pode ser igualmente alcançada através da existência de elevados recursos solares em combinação com preços de eletricidade moderados, ou através de recursos solares moderados combinados com preços de eletricidade elevados. Estas características podem ser observadas para o segmento residencial em Portugal e Dinamarca, respetivamente (Breyer & Gerlach, 2013). No entanto, o parâmetro com maior relevância é o nível de recurso solar, que está diretamente relacionado com a produção obtida pela instalação fotovoltaica (PV Parity, 2013b).

Estes fatores explicam a razão pela qual o fenómeno da paridade de rede tem sido reportado em diversos países europeus com elevados níveis de irradiação solar, que originam custos de produção FV relativamente reduzidos (Munoz et al., 2014). No contexto europeu, o projeto PV Parity (2013a) destaca países como Itália, Espanha, Alemanha e Holanda, onde a paridade de rede é já uma realidade. Fokaides e Kylili (2013) também confirmam a chegada deste marco temporal no Chipre.



**Figura 2.3 - Estimativas da chegada da paridade de rede FV na Europa**  
(Fonte: PV Parity, em <http://www.pvparity.eu/results/pv-competitiveness/>).

Face aos atuais preços da eletricidade, ao custo dos sistemas fotovoltaicos e à alta irradiação solar, os resultados obtidos pelo projeto PV Parity (2013b) afirmam que Portugal também já alcançou a paridade de rede nos setores residencial e comercial (Figura 2.3). É assim importante compreender que a paridade de rede representa uma oportunidade única para desenvolver a tecnologia de produção energética nacional de forma economicamente eficiente e sustentável. No entanto, este desenvolvimento está dependente da elaboração de diversas alterações legislativas apropriadas (Pérez et al., 2013).

Uma das prioridades é a regularização do direito a “autoconsumir” a energia produzida pelos sistemas FV (PV Parity, 2013a). No sentido de estimular o desenvolvimento deste mercado, é fundamental que as entidades governamentais concentrem os seus esforços na redução de barreiras administrativas, e criem, ou melhorem, mecanismos regulatórios que permitam aos *prosumers* (produtores-consumidores) fotovoltaicos injetar o excedente da sua produção energética de volta à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), como moeda de troca por uma compensação (que tanto poderá ser monetária, através de sistemas de *net-billing*, ou energética, através do sistema de *net-metering*). A combinação destes dois fatores - paridade de rede e legislação adequada - é aquilo que origina esta oportunidade única de investimento. A existência de apenas um deles não gerará nenhum efeito no mercado (Pérez et al., 2013).

O aumento da competitividade FV face aos preços de mercado não significa necessariamente que a tecnologia continuará a florescer posteriormente à chegada da paridade de rede. A menos que os governos prossigam e expandam os seus incentivos financeiros e políticas de suporte à energia solar, o recente crescimento acentuado desta tecnologia não será sustentável (Yang, 2010).

Uma vez alcançada a paridade de rede, o custo de produção de cada kWh passa a ser igual ao preço da eletricidade consumida da rede elétrica pelo produtor fotovoltaico. A partir deste ponto, os esquemas de autoconsumo passam a apresentar-se como uma alternativa viável e atrativa para os *prosumers*, que ficarão habilitados a “autoconsumir” a energia elétrica produzida pelos seus sistemas FV, em vez de adquiri-la da rede.

## 2.3 Autoconsumo

Em 1996, o processo de liberalização iniciado no setor energético tinha um grande objetivo: assegurar preços de energia acessíveis a todos os consumidores europeus, dando-lhes igualmente, a possibilidade de escolherem livremente os seus fornecedores de energia em função de ofertas competitivas. Entretanto, a situação melhorou, mas ainda está longe de ser perfeita. Este processo só estará completo quando os consumidores forem totalmente livres de escolherem entre um fornecedor de energia clássico e eles próprios; ou seja, quando estes forem capazes de produzir e consumir a sua própria eletricidade – processo chamado “autoconsumo” – tornando-se competitivos com a oferta da rede elétrica (EPIA, 2013).

SunEdison/A.T. Kearney (2011) define o autoconsumo FV como a possibilidade de qualquer consumidor elétrico conectar o seu sistema fotovoltaico, com uma capacidade correspondente aos seus consumos, ao seu próprio sistema ou à rede elétrica, para consumo

próprio, injetando o excedente produzido na rede, e obtendo assim uma compensação pela mesma.

Por uma questão de clareza, deve-se fazer a distinção entre dois mecanismos diferentes – ambos permitindo o autoconsumo de energia fotovoltaica – que estão atualmente a ser implementados na UE: o autoconsumo direto e o *net metering*. O primeiro é considerado um mecanismo de compensação em tempo real (ou durante intervalos de 15 minutos), enquanto o segundo, permite a compensação de consumos durante um período de tempo mais alargado, que pode ir até um ano (Masson & Latour, 2013).

O autoconsumo direto corresponde a aproveitamentos energéticos cuja produção não é injetada na rede (devido a restrições legislativas e de operação/segurança do sistema de energia elétrica), mas antes consumida instantaneamente ou armazenada em baterias para posterior consumo. Num sistema sem armazenamento de energia, o potencial excesso de produção deve ser desperdiçado.

Uma residência típica europeia equipada com um sistema FV consegue atingir percentagens de autoconsumo a rondar os 30% (baseado em intervalos de 15 minutos), sem que seja tomada nenhuma medida de otimização (Jäger-Waldau, 2013; Masson & Latour, 2013; EPIA, 2011). No que diz respeito aos níveis de autoconsumo instantâneo, quanto maior a capacidade do sistema, menor a percentagem de autoconsumo. A otimização da capacidade do sistema (produção anual igual aos consumos anuais) e o uso de ferramentas de Gestão de Procura (*Demand-Side Management* - DSM), como bombas de calor ou um sistema de armazenamento descentralizado, podem aumentar essa percentagem para 70% (Masson & Latour, 2013; EPIA, 2011).

Estas percentagens reduzidas podem ser explicadas pelos baixos consumos verificados durante os dias da semana no Verão, e os elevados consumos no Inverno, quando os painéis FV produzem pouca energia elétrica. Em instalações comerciais ou industriais, a percentagem de autoconsumo é expectável de atingir valores iguais ou superiores a 75% mais facilmente, porque existe melhor correlação entre os consumos e a produção. Níveis de 100% de autoconsumo são assim tecnicamente possíveis, através de limitações na capacidade do sistema, e podem, deste modo, ser considerados equivalentes a um mecanismo de *net metering* (Masson & Latour, 2013).

Em Portugal, já é possível, através da portaria da comunicação prévia, a realização de sistemas para autoconsumo, em paralelo com a rede, até 1 MW. A Portaria nº237 de 2013 de 24 de Julho, designada como Portaria da Comunicação Prévia, suportada pelo artigo 33º do DL 215B de 2012, vem assegurar um licenciamento simplificado para unidades de produção em autoconsumo (APESF, 2014b).

A DGEG garantiu à Associação Portuguesa de Empresas do Setor Fotovoltaico que o decreto-lei que regula o autoconsumo está a ser ultimado, e que a sua publicação deverá ocorrer dentro de poucos meses (APESF, 2014b). O decreto-lei vai adotar os mecanismos necessários a salvaguardar os regimes em vigor, ainda que o enfoque esteja na criação de três novos enquadramentos legais, a saber:

- Autoconsumo sem injeção de potência à rede;
- Autoconsumo com injeção de potência à rede;
- Autoconsumo em sistemas isolados da RESP.

O enquadramento legal relativo ao autoconsumo com injeção de potência à rede deverá corresponder a um modelo de *net metering* “ajustado”, embora ainda não se conheçam pormenores acerca do mesmo (Cabral, 2013; Cardoso, 2013). Este mecanismo, que aguarda a publicação desta nova legislação em Portugal, será abordado detalhadamente ao longo das próximas secções.

## **2.4 Net Metering**

O conceito de *net metering*, também denominado medição líquida de energia, teve origem nos Estados Unidos da América, em 1983, no estado de Minnesota (Wan, 1996), tornando-se desde então, o principal mecanismo de suporte ao desenvolvimento do mercado FV no país.

### **2.4.1 Descrição do Conceito**

O *net metering* consiste numa política energética de incentivo à geração descentralizada, que permite aos clientes de uma determinada comercializadora elétrica, compensar parte ou a totalidade dos seus consumos, através da energia produzida pelos seus sistemas fotovoltaicos. Ao longo de cada período de faturação, os *prosumers* estão habilitados a injetar qualquer excesso produzido pelos seus sistemas FV diretamente na RESP, que deste modo, funciona como um sistema virtual de armazenamento, permitindo que essas quantidades sejam utilizadas posteriormente ao seu momento de produção (Campoccia et al., 2009). O consumidor poderá utilizar a energia armazenada nos períodos em que o seu sistema FV não está a produzir energia suficiente para compensar as necessidades energéticas da sua instalação - por exemplo, durante a noite. A Figura 2.4 ilustra o comportamento dos fluxos energéticos associados ao mecanismo de *net metering*.





**Figura 2.4- Representação dos fluxos energéticos associados ao *net metering* (Adaptado de [http://www.michigan.gov/mpsc/0,4639,7-159-16393\\_48212\\_58124---,00.html](http://www.michigan.gov/mpsc/0,4639,7-159-16393_48212_58124---,00.html))**

Este mecanismo funciona através da utilização de um contador elétrico bidirecional (Figura 2.5a) capaz de registar os fluxos de energia em ambos os sentidos. O contador regista o balanço líquido energético da instalação, incrementando quando o utilizador consome energia da rede elétrica (i.e., usa mais energia do que aquela que produz) e decrementando quando injeta energia de volta à RESP (i.e., produz mais energia do que aquela que consome) (Poullikkas et al., 2012). Estes contadores também registam os fluxos energéticos de forma discriminada (Figuras 2.5b e 2.5c), disponibilizando a quantidade total de kWh consumida e injetada na rede, assim como os seus períodos horários, para efeitos de faturação (Arora, 2013).



a) Contador elétrico bidirecional (Fonte: General Electric).



b) Registo da energia injetada na rede (Fonte: FirstEnergy Corp.).



c) Registo da energia consumida da rede (Fonte: FirstEnergy Corp.).

**Figura 2.5 - Modelo de contador bidirecional usado para *net metering* e respetivo registo de fluxos energéticos em ambos os sentidos.**

No final de cada período de faturação, o utilizador é cobrado apenas pelo seu consumo líquido, ou seja, a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. Se durante este período, a quantidade de energia produzida for superior à consumida, os produtores receberão uma compensação por esse balanço positivo – denominado *Net Excess Generation* (NEG) -, que poderá ser na forma de créditos energéticos (kWh) ou monetários (Del Carpio-Huayllas et al., 2012). Estes créditos são atribuídos à conta do consumidor, e poderão ser utilizados para compensar eventuais balanços energéticos negativos no próximo período de faturação. O modelo mais comum de *net metering* estipula que esta acumulação de créditos poderá ocorrer durante 12 meses consecutivos. Na eventualidade de ainda restarem créditos à data de expiração (ao fim de um ano), a comercializadora elétrica poderá aplicar uma das seguintes soluções (Poullikkas, 2013; Fox et al., 2008):

- Pagar ao cliente pelo total dos créditos armazenados ao preço do mercado grossista<sup>2</sup> da energia (*wholesale rate*) ou preço de mercado<sup>3</sup> (*retail rate*);
- O total de créditos armazenados pode ser mantido indefinidamente, e continuar a ser usado como compensação para eventuais balanços negativos futuros;
- O total de créditos é atribuído à companhia elétrica, sem qualquer tipo de compensação para o cliente.

O *net metering* só é aplicável a sistemas conectados à rede, e aquilo que o torna tão benéfico, para além de compensar os consumos domésticos a partir de um sistema renovável (reduzindo a fatura energética), é que o excesso energético enviado de volta à rede, pode ser novamente vendido ao preço de mercado (Poullikkas, 2013; Burns & Kang, 2012). Este sistema garante que a energia elétrica injetada na RESP tem o mesmo valor económico da energia vendida pela comercializadora elétrica aos seus consumidores (SEI, 2012).

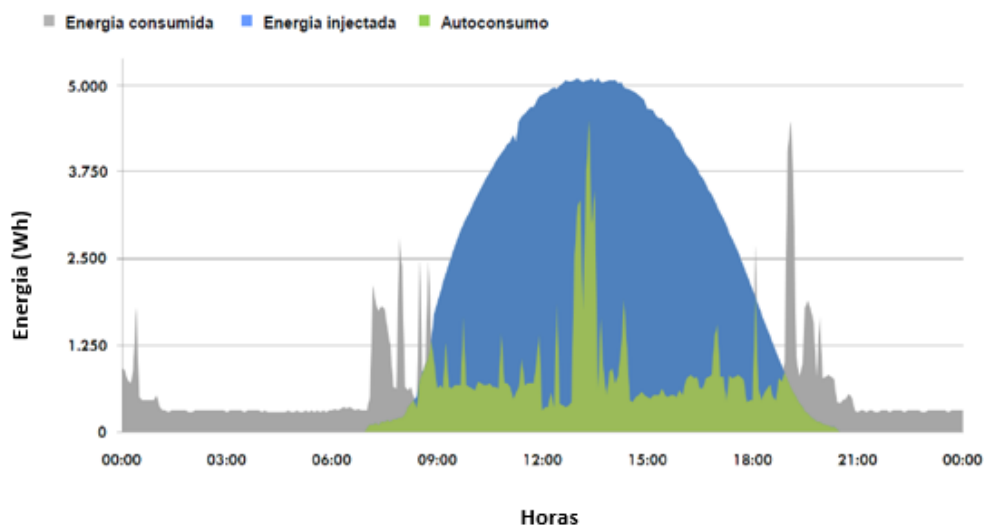
Um exemplo de como o *net metering* funciona pode ser ilustrado através da seguinte descrição de um dia típico de um consumidor residencial. Um cliente residencial decide instalar painéis solares no teto da sua casa. Antes do pôr-do-sol, o seu contador elétrico incrementa à medida que a sua residência consome eletricidade fornecida pela rede elétrica, para alimentar equipamentos domésticos como um frigorífico ou um computador. Durante o dia, os painéis solares produzem energia elétrica. Se os painéis solares produzirem mais

---

<sup>2</sup> O *wholesale rate*, ou *avoided cost* (Elkinton et al., 2009), representa o valor que as comercializadoras elétricas pagam pela eletricidade (EPIA, 2011). Este preço inclui o custo do combustível usado para produzir eletricidade e o custo de comprá-la no mercado grossista. Os custos de transporte e distribuição não estão incluídos. Este preço pode variar diversas vezes durante o dia (EEI, 2013).

<sup>3</sup> O *retail rate*, representa o preço final cobrado pelas comercializadoras elétricas aos seus consumidores. Este preço inclui os custos de produção, transporte e distribuição da eletricidade (EEI, 2013).

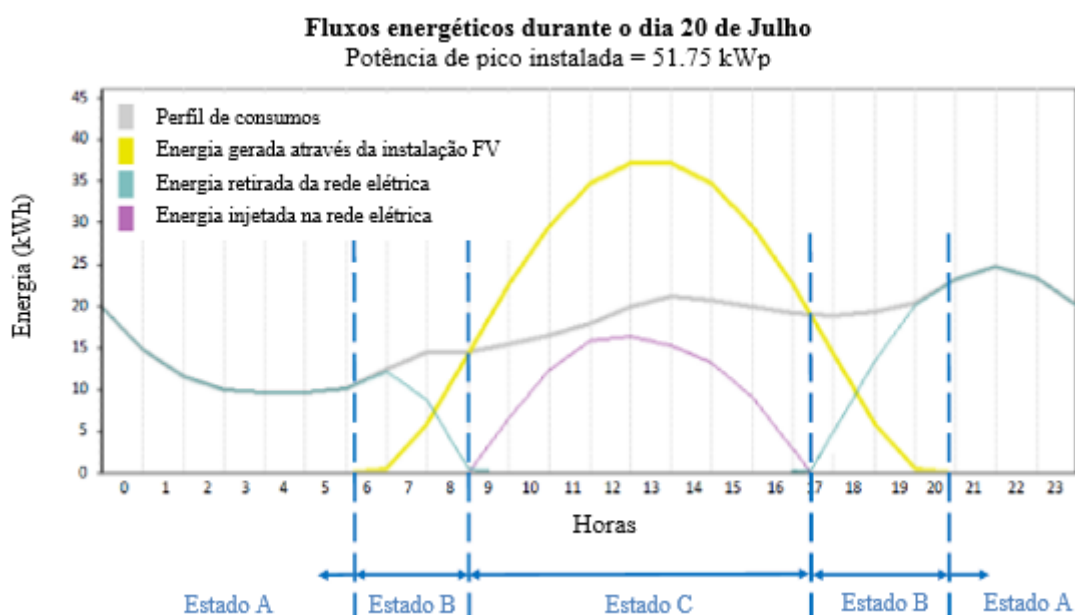
energia elétrica do que aquela que é consumida, o contador elétrico passará a decrementar o valor de energia consumida até ao momento, à medida que o excesso energético produzido pelo sistema FV é injetado na RESP. Durante a noite, quando os painéis solares não estão a gerar energia elétrica, o contador voltará a incrementar o valor de energia total consumida. No final do período de faturação, o cliente pagará apenas pelo valor dos seus consumos líquidos (diferença entre os consumos e a produção FV). A Figura 2.6 ilustra um possível perfil de consumos e produção FV durante um dia típico de um consumidor residencial. Nela está representada a quantidade de energia elétrica produzida pelo sistema FV e autoconsumida instantaneamente, assim como o excedente energético que é injetado na RESP.



**Figura 2.6 - Produção FV e consumos energéticos numa instalação residencial**  
(Adaptado de SMA, em <http://www.jgduarte.com/download/Autoconsumo.pdf>).

Para ilustrar com maior clareza o funcionamento deste mecanismo, a Figura 2.7 representa mais detalhadamente a evolução dos fluxos energéticos ao longo do dia numa instalação com *net metering*. Os dados apresentados correspondem a um dia de simulações de um estudo conduzido por Serrano-Casares et al. (2013) numa instalação industrial. Ao longo do dia, um sistema de *net metering* operará num dos três estados discriminados no gráfico: A, B e C (Beach & McGuire, 2013). O Estado A corresponde aos períodos horários onde não há produção FV, devido à ausência de radiação solar, como acontece durante a noite. Toda a eletricidade consumida é fornecida pela rede elétrica. Durante o Estado B, já existe alguma produção FV, no entanto, esta é insuficiente para cobrir a totalidade das necessidades energéticas instantâneas da instalação. Durante este período, o consumidor é simultaneamente servido com energia elétrica proveniente do seu sistema FV, assim como da rede elétrica. Neste estado, a produção FV atua como um redutor dos consumos energéticos do utilizador, funcionando na prática, como um aparelho mais eficiente ou outra medida de

eficiência energética. Tipicamente, 50% a 80% da produção FV será usada instantaneamente, sem que interaja com a rede elétrica (Beach & McGuire, 2013). No Estado C, a radiação solar atinge os seus valores máximos diários, e a produção FV excede as necessidades instantâneas do consumidor. Durante este período, a produção FV cobre a totalidade dos consumos da instalação, com o seu excesso a ser injetado na rede elétrica. Tipicamente, apenas 20% a 50% do total da produção FV será exportada para a rede elétrica (Beach & McGuire, 2013).



**Figura 2.7 – Fluxos energéticos diários numa instalação industrial (Adaptado de Serrano-Casares et al., 2013).**

### Variantes do Net Metering

Hughes & Bell (2006) afirmam que existe pouco consenso e alguma falta de consistência acerca da definição de *net metering*. Uma revisão de literatura efetuada à data do estudo encontrou 22 definições distintas para o termo. Estas diferenças estão maioritariamente relacionadas com o método de compensação oferecido pelo *net metering*, esclarecendo o facto de existirem diversas variantes deste mecanismo. Algumas dessas variantes são o *TOU (Time of Use) net metering* e o *Market Rate net metering*.

O **TOU net metering** emprega um contador inteligente (*smart meter*) reversível, programado para determinar o uso de energia elétrica a qualquer altura do dia. O modelo *TOU* permite que os preços e as taxas das distribuidoras sejam avaliados no momento em que a energia elétrica é usada. Estes valores variam sazonalmente (Verão vs. Inverno), e também de acordo com os períodos diários, estando normalmente diferenciados por dia e noite (Darghouth et al., 2011). Tipicamente, o custo de produção de energia é mais elevado durante

as horas de ponta, e baixo durante a noite, nas horas de vazio. Para além disso, os sistemas fotovoltaicos tendem a produzir mais energia durante as horas de ponta, quando os preços são mais elevados, e a produzir muito pouco ou mesmo nada durante as horas de vazio, o que torna o *TOU* um método interessante para os sistemas renováveis fotovoltaicos (Poullikkas, 2013). Darghouth et al., (2013), analisou potenciais tarifas futuras de compensação para o *net metering* na Califórnia, concluindo que os consumidores com *TOU net metering* obtêm as maiores poupanças através dos seus sistemas FV, com aumentos médios de 13% em relação aos mecanismos de *net metering* com compensações independentes do período de utilização da energia elétrica.

Nos sistemas com ***Market Rate net metering***, o uso de energia elétrica é faturado dinamicamente em função dos preços grossistas da eletricidade. Os contadores elétricos dos utilizadores são programados remotamente para calcular e ler esse valor. Estes sistemas têm sido implementados na Califórnia desde 2006, sob a legislação que regula o *net metering* para sistemas FV e eólicos. Segundo a lei Californiana, a compensação pelo excedente energético injetado na rede elétrica tem de ser igual (variável, neste caso) ao preço cobrado nesse mesmo momento (Poullikkas et al., 2013).

Os modelos de compensação *TOU net metering* e *Market Rate net metering* refletem com maior precisão os custos de eletricidade ao longo do dia, aumentando e diminuindo os preços durante as horas de ponta e vazio, respetivamente (Mishra et al., 2013).

Outra variante importante é o ***Virtual net metering***. Este mecanismo permite que a produção FV de um determinado projeto de grande escala seja utilizada para compensar os consumos energéticos noutras instalações (Beavers et al., 2013). Os clientes pertencentes à mesma comercializadora elétrica podem comprar uma parcela desse projeto e obterem a sua porção da energia elétrica vendida ou injetada na RESP, através da atribuição de créditos nas suas contas. Estes créditos reduzem os consumos dos seus contadores energéticos, sem que estes necessitem estar fisicamente conectados (Sanders & Milford, 2014). A possibilidade de contornar alguns dos principais obstáculos associados à instalação de sistemas FV, tais como limitações ao nível da localização (sombreamento, deterioração dos telhados, etc.), dimensões do sistema, ou de ordem financeira, apresentam-se como alguns dos benefícios desta alternativa (Sanders & Milford, 2014; Huijben & Verbong, 2013).

### 2.4.2 *Net Metering* vs Autoconsumo Direto

Um dos principais problemas dos sistemas FV, é que o abastecimento de energia por parte destes sistemas nem sempre corresponde à curva da procura (consumos). Se a potência fornecida exceder a potência requerida em determinado instante, a energia elétrica excedente poderá ser desperdiçada (Stadler et al., 2010). A grande diferença entre o *net metering* e o autoconsumo direto, é que o primeiro possibilita a injeção deste excedente energético produzido na rede elétrica. O autoconsumo direto, por sua vez, tal como foi referido anteriormente, está condicionado a este nível devido a restrições legislativas e de operação/segurança do sistema de energia elétrica. Toda a energia elétrica produzida que exceda o perfil de consumo do cliente, ou seja, que não seja consumida instantaneamente, acabará por ser desperdiçada.

Uma solução para este problema é a utilização de baterias. As baterias podem ser adicionadas ao sistema com a finalidade de armazenar o excesso energético, possibilitando a sua posterior utilização, quando a procura energética for superior à produção FV. No entanto, os sistemas de armazenamento são grandes, caros, e necessitam de manutenção regular (Williamson, 2008).

A inclusão de baterias nos sistemas FV, representa assim, um acréscimo financeiro considerável, quando comparado com o *net metering*. Este mecanismo, faz uso da rede elétrica como se esta fosse uma bateria virtual praticamente ilimitada, na qual injeta todos os excessos energéticos FV produzidos. Isto representa uma enorme vantagem sobre o autoconsumo direto, visto que para além do *net metering* não necessitar do suporte de baterias, o operador energético atribuirá ao *prosumer* uma quantidade de créditos proporcional ao valor de toda a energia injetada na rede, que poderão ser consumidos mais tarde. O *net metering* permite que os seus clientes lucrem com a quantidade total de energia que produzem, e não apenas com a quantidade de energia que consomem localmente a partir dos seus sistemas FV (Berral et al., 2014; Burns & Kang, 2012).

Tendo em conta que a ocorrência de 100% de autoconsumo instantâneo em instalações residenciais é improvável, os mecanismos de *net metering* desempenharão um papel crucial para se alcançar a viabilidade económica neste tipo de instalações, visto que as curvas de produção FV e de consumos não são normalmente compatíveis (Pérez et al., 2013).

### 2.4.3 *Net Metering* vs Tarifa *Feed-in*

Apesar da tarifa *feed-in* ser considerada o mecanismo mais eficaz na promoção das energias renováveis, o *net-metering* apresenta-se como uma política mais simples e menos dispendiosa. Como foi mencionado anteriormente, o *net metering* só requer um contador elétrico, ao contrário do esquema FiT que necessita de dois. Este fator contribui para a redução global de custos dos sistemas FV, e elimina a necessidade de usar baterias como suporte (Jannuzzi & Melo, 2012). Por outro lado, a FiT oferece uma compensação financeira superior, na medida em que os valores atribuídos são normalmente superiores aos preços praticados no mercado, sofrendo uma redução percentual anual, enquanto o *net metering* compensa os seus clientes sempre ao preço de compra de energia. Em termos de aplicabilidade, o *net metering* é visto como um mecanismo mais vantajoso para pequenas instalações, nomeadamente residências e pequenos negócios, do que para sistemas de larga escala (GIZ, 2012).

Ao contrário de muitos incentivos, o *net metering* não se trata de um mecanismo de compensação a curto-prazo, pois o contrato é válido por um período indeterminado. Em comparação, e apesar das FiTs serem incentivos a longo-prazo – normalmente de 15 a 20 anos – estas deixam de vigorar após a data estabelecida no acordo contratual (Samborsky et al., 2013).

O *net metering* tem uma enorme vantagem sobre os esquemas FiT, na medida em que só se considera a diferença entre o consumo e a produção, promovendo assim a verdadeira natureza dos sistemas FV descentralizados. Enquanto as FiTs se baseiam na totalidade dos fluxos energéticos, o *net metering* foca-se no balanço líquido, representando eficientemente a realidade das trocas energéticas entre o *prosumer* e a RESP (EPIA, 2013).

Embora não exista muita literatura comparando ambos os mecanismos, os resultados comparativos de Poullikkas (2013) indicaram que o *net metering* tem melhor desempenho que a FiT quando a fatura energética é tida em conta. Yamamoto (2012) concluiu que o mecanismo que produz maiores benefícios sociais depende da redução no consumo energético oferecida pelo *net metering*. Se a redução for relativamente pequena, é mais provável que a FiT ofereça melhores vantagens; se a redução for elevada, o oposto verifica-se. O estudo afirma ainda que o mecanismo que gera o menor preço de eletricidade não é definitivo, e que difere consoante a homogeneidade das residências: quando as residências são homogêneas, o custo da energia elétrica sob o *net metering* será provavelmente superior do que sob FiT.

#### **2.4.4 Benefícios e Barreiras**

Apesar do mecanismo de *net metering* ser considerado uma estratégia eficiente na estimulação do crescimento dos mercados FV, principalmente nos países com elevados preços de eletricidade (Emtairah et al., 2013), este regime de remuneração tem sido alvo de duras críticas e gerado alguma polémica nos últimos anos (Manz et al., 2014).

##### **2.4.4.1 Benefícios do Net Metering**

Existem benefícios que revertem para as companhias elétricas, consumidor e comunidade, através do *net metering*.

Para as companhias elétricas, uma política de *net metering* bem estruturada providencia uma oportunidade simples, barata e de fácil administração para lidar com os sistemas FV residenciais. Além disso, obtêm energia elétrica e capacidade adicional através destas pequenas instalações FV. Esta é uma quantidade de energia que as companhias elétricas não têm de produzir ou comprar no mercado. Para os sistemas FV, esta produção ocorre diariamente ao longo de um ano, com valores de fácil previsão e com uma alta correlação com as sobrecargas da rede (Poullikkas, 2013). Deste modo, as companhias elétricas beneficiam de uma capacidade adicional no seu serviço paga pelos seus clientes (Wijayatunga, 2014). Os sistemas FV residenciais podem, também, fortalecer e estabilizar a infraestrutura da RESP, reduzindo a sua sobrecarga e a probabilidade de ocorrerem interrupções nas linhas de transmissão (Poullikkas et al., 2013; Weissman & Johnson, 2012). Este facto é especialmente relevante para zonas rurais, alimentadas por longas linhas de transmissão. O suporte dado pode adiar manutenções e melhorias no sistema de distribuição, o que é um benefício tangível para as companhias elétricas. As companhias elétricas que oferecem soluções de *net metering* possuem, normalmente, estratégias de *smart grid* mais desenvolvidas, e consequentemente, capacidades de processamento de informação mais avançadas, conduzindo a eficiências internas melhoradas (Corbett, 2013). O mesmo autor afirma que este facto sugere que as companhias elétricas devem ser encorajadas a adotar uma diversidade de tecnologias *smart grid*, onde se insere o *net metering*, de maneira a desenvolver novas capacidades organizacionais.

Os clientes, por sua vez, beneficiam do *net metering* através da garantia de verem a sua fatura energética reduzida a longo-prazo, recebendo uma compensação pela energia elétrica excedente produzida e injetada na rede, ao mesmo valor de compra dessa mesma energia. Sem o *net metering*, os proprietários dos sistemas FV seriam pagos, na melhor das hipóteses, ao preço do mercado grossista da energia elétrica (tipicamente cerca de 1/3 do valor de mercado cobrado) (Duke et al., 2005). Considerando o seu papel adicional como



fornecedores elétricos, os clientes de *net metering* podem tornar-se mais educados e sensibilizados relativamente à importância da eficiência energética (Corbett, 2013).

As comunidades beneficiam do investimento na geração localizada. Este investimento não só valoriza as propriedades locais, como também aumenta as oportunidades de negócio e a criação de empregos. Nos EUA, a indústria solar está a gerar novos empregos a uma taxa de 680% superior à economia global (Weissman & Johnson, 2012). Para além de todos estes benefícios, o *net metering* promove a sustentabilidade ambiental. Sendo uma política de incentivo à utilização de energias renováveis, contribui para o aumento da produção de energia limpa, reduzindo a poluição e emissão de gases com efeito de estufa (Poullikkas, 2013; Weissman & Johnson, 2012).

Stanford (2013) concluiu que o *net metering* é a única política de incentivo à instalação de sistemas solares, assim como a atribuição de subsídios, que está estatisticamente relacionada com as percentagens de adoção deste tipo de sistemas renováveis. Este facto demonstra que o *net metering* é um mecanismo atrativo e efetivo na incentivação à adoção de sistemas renováveis fotovoltaicos. A geração distribuída (GD) é muito menos atrativa do ponto de vista financeiro se o sistema de *net metering* não estiver disponível (Mishra et al., 2013).

#### **2.4.4.2 Barreiras do Net Metering**

Em termos gerais, a recente experiência provou que o mecanismo de *net metering* é uma estratégia eficiente no lançamento do mercado FV ou no desenvolvimento de setores específicos que representam uma capacidade instalada limitada (EPIA, 2013). Contudo, com o aumento dos níveis de penetração FV, os mecanismos de *net metering* puros que asseguram uma compensação pelos encargos da rede elétrica, estão a gerar questões e críticas em relação à remuneração oferecida aos *prosumers*. Esta situação, comumente denunciada pelas comercializadoras elétricas, origina potenciais barreiras à difusão e desenvolvimento do mecanismo. No entanto, algumas dessas críticas parecem ser infundadas, como defendem alguns autores na literatura existente.

##### **➤ “O *net metering* representa um subsídio de um grupo de consumidores para outro”**

Tradicionalmente, os clientes das comercializadoras elétricas pagam pela energia que extraem da rede, assim como pelos serviços de transmissão e distribuição necessários à sua entrega. Por outro lado, quando os clientes de *net metering* injetam a sua energia excedente de volta à rede, o seu contador energético decrementa o valor total dos consumos registados, evitando assim, os custos de transmissão e distribuição que teriam de ser pagos caso

consumissem energia da rede (Weissman & Johnson, 2012). Diversas comercializadoras elétricas, assim como Wood & Borlick (2013), Kind, (2013) e Craver Jr. (2013), afirmam que esta situação origina sérios problemas de eficiência económica e de injustiça para os restantes clientes, visto que estes serão obrigados a recuperar as receitas perdidas pelas comercializadoras, o que se traduz numa sobrecarga financeira adicional para este grupo de clientes – concretizada através do aumento dos preços de eletricidade. Segundo Craver Jr. (2013), os clientes de *net metering* da comercializadora elétrica SCE (*Southern California Edison*) originaram, em 2012, uma transferência de custos na ordem dos \$90 Milhões para os não-participantes do programa.

No entanto, apesar do atual debate em torno do *net metering*, e das suas implicações sobre os outros clientes, o estudo conduzido pela Crossborder Energy (Beach & McGuire, 2013) concluiu que as preocupações das comercializadoras são infundadas, reafirmando, assim, que o *net metering* não origina, para a maioria das comercializadoras elétricas, uma transferência de custos para os não-participantes do programa; em vez disso, este cria pequenos benefícios para os restantes clientes e para o próprio mercado residencial. A diferença entre o *net metering* originar um custo adicional ou um benefício para os restantes consumidores, depende essencialmente da estruturação do programa definida pelas comercializadoras elétricas (Beach & McGuire, 2013). Tanto Weissman & Johnson (2012), como Poullikkas et al. (2013), defendem que o *net metering* não tem um impacto negativo nos restantes utilizadores da rede elétrica.

➤ **“O *net metering* é um fardo para as comercializadoras elétricas de pequena dimensão”**

A realidade é completamente oposta, porque as grandes comercializadoras possuem mais recursos para gerir mecanismos de maior complexidade (Poullikkas et al., 2013). O *net metering* é o incentivo mais simples para as energias renováveis (Burns & Kang, 2012), pois não requer equipamento especial, novas taxas nem novos procedimentos. Apenas necessita que a comercializadora faça um registo por cada cliente de *net metering*, para gerir os seus créditos até ao final do ano (Poullikkas et al., 2013). Além disso, o *net metering* só precisa de um contador elétrico (Jannuzzi & Melo, 2012), ao contrário do sistema alternativo das tarifas *feed-in*, que necessita de dois. A comercializadora vê-se assim obrigada a realizar deslocações adicionais para efetuar a leitura do segundo contador, e reajustar os seus sistemas para acompanhar ambos os contadores em simultâneo. Um estudo afirma que o custo de leitura de contadores adicionais em sistemas FV residenciais, só por si, supera o custo do *net metering* (Rose et al., 2009).

➤ **“O *net metering* tem o potencial de destabilizar a rede elétrica”**

Segundo Arboleya et al. (2013), a introdução de um regime de autoconsumo no sistema elétrico significa uma mudança significativa no modelo existente, concretizada pela alteração da sua configuração e dos seus métodos de operação tradicionais devido à presença de novas unidades produtoras de energia elétrica em localizações onde anteriormente só existiam consumidores. Esta situação implica a transformação do padrão da geração centralizada e dos fluxos elétricos unidirecionais nas linhas de transmissão, para um cenário de geração descentralizada e com fluxos elétricos bidirecionais.

Nos EUA, os programas de *net metering* são normalmente limitados tanto no número total de consumidores participantes, como na quantidade total de energia contribuída por cliente. Estas restrições devem-se, sobretudo, ao facto das FER elegíveis serem tipicamente intermitentes, e até mesmo imprevisíveis sob certas condições (Arboleya et al., 2013), de maneira que a injeção de quantidades significativas de energia elétrica provenientes destas fontes em larga escala na RESP, tem o potencial de destabilizá-la, tornando difícil, ou impossível, a tarefa das companhias elétricas em balançar o abastecimento com a procura (Mishra et al., 2013).

Por estes motivos, a introdução e o desenvolvimento das estratégias de *net metering* devem ser sempre acompanhadas por um estudo rigoroso e uma adaptação prévia do sistema elétrico, de modo a assegurar o estabelecimento seguro e compatível deste novo modelo com as metodologias já existentes (Arboleya, 2013).

#### **2.4.4.3 Propostas de Alteração do Mecanismo de *Net Metering***

As opiniões divergem e acentua-se o debate em torno do *net metering*, com especial foco nos Estados Unidos da América. No entanto, a maioria dos críticos do *net metering* não exige o fim deste incentivo, mas sim que as políticas de *net metering* sejam atualizadas e readaptadas. O grande fator de discordância está relacionado com o facto dos utilizadores do *net metering* não pagarem pelo uso das redes (transporte e distribuição) e pelo uso global do sistema (gestão técnica do sistema, regulação e custos de política energética, ambiental e de interesse económico geral), que representam mais de metade do valor total da fatura de eletricidade (Wood & Borlick, 2013). Segundo os críticos, estes custos evitados criam uma situação de injustiça para os restantes utilizadores, tal como foi abordado na secção anterior.

O *American Legislative Exchange Council* (ALEC), *Institute for Electric Innovation* (IEE) e o *Edison Electric Institute* (EEI), em Tanton (2014), Wood & Borlick (2013) e Kind (2013), respetivamente, sugerem algumas soluções para pôr fim à transferência de custos entre clientes devido ao *net metering*, e acabar com a atual polémica:

- Impor uma taxa mensal pela utilização da rede elétrica, com o intuito de recuperar os custos de transmissão e distribuição, e eliminar as transferências de custos entre clientes causadas pelo *net metering*;
- Desenvolver uma tarifa que reflita o custo do serviço e o valor oferecido pela rede aos clientes de geração distribuída;
- Cobrar os clientes de GD pelos seus consumos através das tarifas de mercado em vigor e, separadamente, compensá-los pela sua produção local;

Com a introdução destas alterações pretende-se que os participantes do *net metering* ajudem a pagar a manutenção da rede elétrica e a contribuir para que esta opere com segurança e qualidade, visto que este grupo de consumidores continua permanentemente conectado e dependente da rede elétrica para colmatar as suas necessidades energéticas, quando o seus sistemas FV não estão a produzir energia elétrica suficiente, e a usá-la para injetar e armazenar os seus excedentes de produção (EEI, 2013).

#### **2.4.5 Net Metering no Mundo**

O sistema de *net metering* existe em pelo menos 37 países por todo o Mundo – incluindo Canadá e Estados Unidos da América (REN21, 2013). Nesta seção, são apresentados e analisados os diversos esquemas de *net metering* em vigor nalguns desses países.

##### **2.4.5.1 Europa**

Na Europa, apenas Bélgica, Chipre, Dinamarca, Grécia, Itália e Holanda estão a usar mecanismos de *net metering* (Poullikkas et al., 2013; RES Legal Europe, 2014).

Na **Bélgica**, o *net metering* é calculado anualmente, compensando toda a quantidade de energia elétrica injetada na RESP, desde que esta não exceda o total de energia consumida da rede, durante o período de faturação (entre duas leituras). Não existe remuneração financeira pela energia elétrica injetada na rede, mas a totalidade do valor equivalente é deduzido da fatura elétrica (RES Legal Europe, 2014; Poullikkas et al., 2013). Na região de Bruxelas, todas as FER até 5 kW são elegíveis para *net metering*. A instalação necessita de estar equipada por dois contadores diferentes, um bidirecional e um *green meter*, que medirá a

energia elétrica produzida pelo *prosumer*. Nas regiões de Flanders e Wallonia, a capacidade das instalações pode ir até 10 kW. Desde o início de 2013, Flanders introduziu uma taxa anual para todos os utilizadores de sistemas FV, durante 20 anos. A taxa varia entre 53 €/kVA e 83 €/kVA (média de 63,13 €/kVA em 2013), consoante as dimensões dos sistemas. Esta medida está também a ser estudada para Wallonia, mas ainda não foi implementada (Neubourg, 2013; IEA, 2013).

No **Chipre**, o mecanismo de *net metering* foi recentemente introduzido pela primeira vez. A legislação habilita a instalação de sistemas FV residenciais financiados até 6 MW de capacidade agregada, e um total de 9 MW sem financiamento. A capacidade agregada concedida a instalações em edifícios governamentais vai até 0,2 MW. Para o setor comercial/industrial, os sistemas podem ir até aos 1 MW, com uma capacidade agregada estipulada em 10 MW (RES Legal Europe, 2014). O Chipre tem sido alvo de um programa piloto de *net metering* para instalações FV residenciais, com o intuito de avaliar e estabelecer os limites de capacidade máxima, assim como as melhores práticas para a promoção e sucesso deste mecanismo. Este projeto, intitulado PV-NET, lançará igualmente programas piloto em países como Eslovénia e Portugal (Hadjipanayi et al., 2013).

Na **Dinamarca**, a regulação sobre o *net metering* autoriza a isenção total ou parcial do pagamento da sobretaxa *Public Service Obligation* (PSO) para certos produtores. Cada consumidor é obrigado a pagar esta sobretaxa, que depende do seu nível individual de consumo. A sobretaxa para o suporte às energias renováveis faz parte da PSO. As tecnologias FV até 50 kW, plantas eólicas até 25 kW e outras tecnologias renováveis até 11 kW ficam isentas da totalidade do PSO. Sistemas renováveis com dimensões superiores aos valores anteriormente enunciados ficam isentos da sobretaxa de suporte às FER. O balanço energético é efetuado de hora em hora (RES LEGAL Europe, 2014).

Na **Grécia**, a publicação da Lei No. 4203/2013 introduziu pela primeira vez um sistema de *net metering* para produtores autónomos. O mecanismo está disponível para sistemas FV e pequenas plantas eólicas (até 50 kW). A energia produzida pelos sistemas é usada para compensar os consumos energéticos das instalações, sendo que qualquer excesso será injetado na rede sem qualquer obrigação de remuneração. No entanto, a atribuição de remuneração pode ocorrer (RES LEGAL Europe, 2014).

Em **Itália**, os produtores de energias renováveis podem fazer uso do *net metering* (“Scambio Sul Posto”), se a capacidade das suas plantas não for superior a 20 kW (ou entre 20 kW e 200 kW, se foram comissionadas depois de 31 de Dezembro de 2007). Se a quantidade de energia produzida for superior àquela que é consumida, os produtores recebem RECs (*Renewable Energy Credits*), que ficarão disponíveis durante um período de tempo ilimitado, e

poderão ser utilizados para compensar um eventual balanço negativo nos anos seguintes. Uma produção inferior ao consumo implica o pagamento da diferença. Os produtores são ainda obrigados a pagar uma taxa anual com o objetivo de cobrir os custos administrativos dos operadores de rede (RES LEGAL Europe, 2014).

Na **Holanda**, todos os sistemas renováveis com conexões à rede de distribuição até 3×80 A (80 A por fase) estão habilitados a usufruir do *net metering*. Inicialmente, a compensação através da produção FV estava limitada aos 5000 kWh anuais, mas esta condição foi removida em 2013 (PV GRID, 2013). No caso de ocorrer produção excedente em relação ao consumo anual, os valores de remuneração são bastante razoáveis, estando compreendidos entre 0,05 e 0,09 €/kWh, dependendo da comercializadora elétrica (NL Agency, 2013). Os utilizadores apenas têm de pagar as taxas inerentes à energia consumida da rede, assim como uma contribuição pelo uso da mesma (Poullikkas et al., 2013; RES-Legal, 2014).

A Tabela 2.2 resume as políticas de *net metering* em vigor nos seis países Europeus – Bélgica, Dinamarca, Holanda, Itália, Chipre e Grécia - mencionadas anteriormente.

Algumas comercializadoras elétricas na Áustria (Fechner & Leonhartsberger, 2013), Suíça (Hüsser, 2013) e Suécia (Lindahl, 2013) lançaram diversos programas para comprar a energia excedente produzida pelos seus clientes, funcionando na prática como *net metering*. A Turquia oferece *net metering* para sistemas até 500 kW (Masson et al., 2013).

**Tabela 2.2 - Políticas de *net metering* existentes na Europa.**

País	Tecnologias Elegíveis	Setores Aplicáveis	Capacidade Máxima
Bélgica			
Bruxelas	Todas as tecnologias renováveis	Todos	5 kW
Flanders			10 kW
Wallonia			10 kW
Dinamarca	Todas, exceto Geotérmica	Todos	Solar: 50 kW Eólica: 25 kW Outras: 11 kW
Holanda	Todas	Todos	3×80 A (80 A por fase)
Itália	Todas	Todos	200 kW
Chipre	Solar	Residencial, Governamental, Comercial, Industrial	Residencial: 9 MW agregada Governamental: 0,2 MW agregada Comercial/Industrial: 1 MW (10 MW agregada)
Grécia	Solar, Eólica	Todos	Solar: N/D Eólica: 50 kW

### 2.4.5.2 Austrália

O *net metering* é o esquema de compensação dominante na Austrália, operando na grande maioria dos seus estados e territórios, com exceção de ACT (*Australian Capital Territory*), Território do Norte e para os participantes do *NSW Solar Bonus Scheme*. A título de exemplo, desde 2009, no estado de Victoria, os produtores recebem 60AU\$/kWh por cada kWh de energia excedente injetada na rede. No estado de Queensland, o valor é de 44 AU\$/kWh, desde 2008. Em ambos os estados, estes valores representam quase o triplo do preço atual de mercado. No entanto, estes programas foram encerrados a novos aderentes (QCA, 2013). As capacidades máximas das instalações variam entre 5 kW a 30 kW consoante os estados (Martin & Rice, 2013).

### 2.4.5.3 Canadá

Programas de *net metering* existem em quase todas as províncias canadianas. Cada uma delas possui um programa específico, limitando a produção através da capacidade das instalações ou do consumo anual dos consumidores (Luukkonen et al., 2013). Geralmente, o NEG (*Net Excess Generation*) é recompensado na forma de créditos, que podem ser consumidos durante o período de um ano. Ao fim desse período, os créditos são normalmente reduzidos a zero (CanmetENERGY, 2012). A Tabela 2.3 resume as políticas de *net metering* existentes nas diversas províncias Canadianas.

**Tabela 2.3 - Programas de *net metering* no Canadá (Adaptado de CanmetENERGY, 2012).**

Província	Capacidade máxima	Tratamento do <i>Net Excess Generation</i> (NEG)
Alberta	1 MW	Créditos atribuídos ao valor de mercado, podendo ser armazenados e utilizados durante o período de um ano.
Colúmbia Britânica	50 kW	Ao final do período de um ano, a BC Hydro reembolsa o NEG à tarifa de 9,99 centavos/kWh. O NEG pode ser usado para abater despesas futuras. A companhia Fortis BC também possui um plano de <i>net metering</i> bastante semelhante, mas opta por pagar uma taxa baseada na atual tabela de preços de eletricidade.
Manitoba	25 kW	Sistema de créditos com duração anual. Os consumidores necessitam adquirir um contador bidirecional.
Nova Brunswick	100 kW	Os créditos são atribuídos ao valor de mercado e podem ser armazenados e consumidos até Março de cada ano. Após esta data os créditos são removidos pela comercializadora elétrica.

**Tabela 2.3 – (Continuação).**

Nova Escócia	1 MW	Créditos são atribuídos ao valor de mercado, podendo transitar para futuras faturas elétricas até 12 meses. Após este período os créditos são concedidos à comercializadora elétrica.
Ontário	500 kW	O excedente injetado na rede é creditado ao valor de mercado, podendo ser usado durante um ano. Após este período os créditos são reduzidos a zero.
Ilha do Príncipe Eduardo	100 kW	Créditos atribuídos ao valor de mercado, com validade de 12 meses.
Québec	50 kW	Atribuição de créditos ao valor de mercado com validade de 24 meses. Após este período os créditos deixam de poder ser usados.
Saskatchewan <sup>4</sup>	100 kW	Créditos são atribuídos ao valor de mercado, podendo ser armazenados e utilizados durante um ano.

Em Terra Nova & Labrador e Yukon existem programas de *net metering* em desenvolvimento. Territórios do Noroeste e Nunavut não possuem qualquer tipo de sistema de *net metering* (CanmetENERGY, 2012).

#### **2.4.5.4 Estados Unidos da América**

Nos EUA, como parte do *Energy Policy Act of 2005*, todas as companhias elétricas públicas são obrigadas por lei a disponibilizar o serviço de *net metering* aos seus clientes. Em Julho de 2013, 43 estados, assim como Washington D.C. e 4 territórios americanos, possuíam políticas de *net metering* em vigor (DSIRE, 2013). No entanto, estas políticas variam significativamente de estado para estado, assim como a eficiência de cada uma.

A maioria dos estados estabelece um limite de capacidade para as FER elegíveis ao *net metering*, exceto para os clientes das companhias elétricas privadas – *Investor-Owned Utilities* (IOUs). Alguns estados estabelecem ainda um limite de capacidade agregada, que é expresso por uma percentagem do pico máximo de carga da companhia. Assim que estes limites são atingidos, as companhias elétricas deixam de ser obrigadas a fornecer o programa de *net metering* a clientes adicionais (Barnes et al., 2013).

A produção FV excedente em relação aos consumos (NEG) num determinado período de faturação, é creditada à próxima fatura do cliente. Estes créditos podem ser atribuídos com

<sup>4</sup> O programa de *net metering* atribui um financiamento até 35% do investimento inicial (até \$35,000).



diversos valores: preço de mercado, preço do mercado grossista, tarifa TOU, combinação dos anteriores ou um preço predefinido pela companhia. Ao fim de 12 meses, os créditos restantes poderão ser (a) atribuídos à companhia, (b) reembolsados através de um dos valores referidos anteriormente ou (c) transitarem indefinidamente para as faturas seguintes até serem consumidos (Poullikkas et al., 2013).

A *Vote Solar Initiative*, em parceria com o *Interstate Renewable Energy Council, Inc.* (IREC), lançam anualmente um relatório – *Freeing the Grid* – onde são avaliadas as diversas políticas de *net metering* em vigor nos 50 estados. Em 2013, 18 estados foram avaliados com a nota máxima “A”, devido às suas políticas exemplares, que promovem o desenvolvimento das energias renováveis no país (Barnes et al., 2013).

Com o intuito de identificar quais as características de sucesso que promovem o desenvolvimento do setor fotovoltaico, destacaram-se os 8 estados com a pontuação mais elevada neste estudo na Tabela 2.4 (SEIA, 2013):

**Tabela 2.4 - As melhores políticas de *net metering* nos Estados Unidos da América.**

Estado	Limite de adesão (% da carga máxima)	Capacidade Limite	Tratamento do NEG/Reembolso Anual pelos créditos acumulados
Arizona	Sem limite	125% da carga total	Creditado à próxima fatura do cliente ao preço de mercado. No final do ano, os créditos acumulados são reembolsados ao preço do mercado grossista ( <i>Avoided-cost</i> )
Califórnia	5	1 MW	Creditado à próxima fatura mensal ao preço de mercado. Após 12 meses, o cliente pode optar por manter os seus créditos acumulados indefinidamente ou receber compensação monetária a um valor predefinido. Os créditos são concedidos à companhia caso o cliente não se pronuncie.
Colorado	Sem limite	IOUs: 120% do consumo médio anual.  Companhias municipais: Residências: 10 kW Outros: 25 kW	Creditado à próxima fatura do cliente ao preço de mercado. No final do ano, o cliente das IOUs pode optar por ser compensado ao preço médio horário ou manter os seus créditos indefinidamente. Municípios compensam os seus clientes a um preço que achem apropriado.
Connecticut	Sem limite	2 MW	Creditado à próxima fatura do cliente ao preço de mercado. Ao fim de um ano, os créditos excedentários são reembolsados ao preço do mercado grossista ou tarifa TOU.

**Tabela 2.4 – (Continuação).**

Delaware	5	Não-residencial: 500 kW ou 2 MW, consoante a companhia. Agricultores: 100 kW Residências: 25 kW	Creditado à próxima fatura do cliente ao preço de mercado. Ao fim de 12 meses, os créditos podem ser mantidos indefinidamente, ou ser reembolsados ao preço do mercado grossista.
Maryland	~8% (1500 MW)	2 MW	Creditado à próxima fatura do cliente ao preço de mercado. No final do ano, os créditos acumulados são reembolsados ao preço do mercado grossista.
Nova Jérсия	Sem limite	O cliente não deve exceder o seu consumo do ano anterior	Creditado à próxima fatura do cliente ao preço de mercado. No final do ano, os créditos acumulados são reembolsados ao preço do mercado grossista.
Pensilvânia	Sem limite	Microgeração e sistemas de emergência: 5 MW Não-residencial: 3 MW Residencial: 50 kW	Creditado à próxima fatura do cliente ao preço de mercado. Os créditos que restarem ao fim de 12 meses são reembolsados ao valor <i>price-to-compare</i> (preço de produção de eletricidade + transmissão).

### **Melhores Práticas de *Net Metering* nos EUA**

Analisando as tabelas classificativas do relatório *Freeing the Grid*, é possível constatar que os estados com melhores avaliações partilham de certos elementos comuns nas suas políticas. Aqueles que procuram promover o desenvolvimento dos seus setores FV, têm vindo a adotar políticas semelhantes, gerando consenso em relação às melhores práticas existentes nos EUA (Freeing the Grid, 2014):

1. **Direito de produzir a sua própria energia e a conectar-se à rede:** Qualquer cliente de energia elétrica tem o direito de instalar equipamento fotovoltaico nas suas propriedades, e a conectar-se à rede de distribuição sem discriminação.
2. **Direito a reduzir os seus consumos energéticos:** Qualquer redução nos consumos devido ao uso de sistemas FV, não deve ser encarada como um fator prejudicial para as companhias elétricas.
3. **Valorizar a energia solar e compensar os seus produtores adequadamente:** A geração solar distribuída, oferece inúmeros benefícios – alguns deles abordados na Secção 2.4.4.1 - para a RESP, e consequentemente, para os demais clientes. Esta contribuição deve ser valorizada e recompensada adequadamente.

4. **Cobrança de custos de serviço não-discriminatória:** Qualquer taxa criada especificamente com o propósito de cobrar os custos de serviço para clientes de *net metering*, deverá focar-se apenas nos custos inerentes à utilização da rede elétrica, depois de considerados todos os benefícios que estes proporcionam.
5. **Aplicação global:** As regras, regulações e práticas de *net metering* devem ser padronizadas a nível estadual.
6. **Transparência e acesso a informação:** Os clientes deverão ter acesso aos registos dos seus consumos, de forma transparente e clara. As faturas elétricas deverão apresentar a quantidade de energia consumida da rede e o número de créditos que transitaram de faturas anteriores.
7. **Melhores práticas específicas ao *net metering*:**
  - Limites de capacidade agregada: Não deverão existir limites de capacidade total a nível estadual para o *net metering*.
  - Capacidade individual dos sistemas: Qualquer limite imposto à capacidade individual dos sistemas FV deverá ser baseado nos níveis de carga e consumo do seu fornecedor (e.g. Arizona e Colorado).
  - Posse dos RECs: O cliente de *net metering* deverá ser o único proprietário dos créditos RECs (*Renewable-Energy Credits*) atribuídos pela comercializadora elétrica, até que estes sejam devidamente reembolsados e transferidos para a mesma, ou expirem.
  - Restrições na transição mensal de RECs: Os clientes deverão ter a opção de manter os seus créditos excedentes por um período indefinido. Em alternativa, poderá ser atribuído um pagamento pelos RECs excedentes ao fim de um ano, a um preço não inferior ao preço médio do mercado grossista durante esse ano.
  - Equipamento de medição: Os clientes de *net metering* não devem ser obrigados a adquirir novos equipamentos de medição. A comercializadora elétrica deve disponibilizar equipamento de *smart metering* ou outras tecnologias de gestão energética a todos os seus clientes, de forma não-discriminatória.
  - Classes de clientes: todos os clientes devem estar elegíveis a participar no *net metering*.

### 2.4.5.5 Resto do Mundo

O sistema de compensação de energia *net metering* tem sido adotado em inúmeros países um pouco por todo o Mundo, com especial incidência em áreas geográficas com elevado potencial solar. A Tabela 2.5 é constituída por uma seleção de alguns desses países, onde é possível comparar as diferenças existentes entre as políticas de *net metering* em vigor em cada um deles, nomeadamente as tecnologias elegíveis, setores aplicáveis, capacidade máxima dos sistemas FV e o tratamento da produção FV excedente em relação aos consumos (NEG).

**Tabela 2.5 - Quadros legislativos vigentes a nível internacional.**

País	Tecnologias Elegíveis	Setores Aplicáveis	Capacidade Máxima	Tratamento do NEG
Brasil <sup>5</sup>	Hidráulica, Solar, Eólica, Biomassa, Cogeração	Residencial, Comercial, Industrial	Microgeração 100 kW Minigeração: 1 MW	Atribuição de crédito em energia ativa, a ser consumida num prazo de 36 meses. Créditos expiram após esse período.
Chile <sup>6</sup>	Hidráulica, Solar, Eólica, Biomassa, Geotérmica	Residencial, Comercial	100 kW	Créditos ao valor de mercado, podendo ser consumidos até à data estipulada no contrato. Após esse prazo, a distribuidora reembolsará o cliente pelos restantes créditos.
Filipinas <sup>7</sup>	Todas as tecnologias renováveis	Residencial, Comercial	100 kW	Créditos atribuídos à próxima fatura mensal, ao valor do custo de produção de energia ( <i>blended generation cost</i> ). Clientes pagam uma taxa por usar <i>net metering</i> .
Israel <sup>8</sup>	Todas as tecnologias renováveis	Residencial, Comercial, Industrial	5 MW (Capacidade agregada: 400 MW)	Atribuição de créditos ao valor de mercado. Estes podem ser acumulados e transferidos (incluindo para outros consumidores) durante um período de 2 anos.

<sup>5</sup> Resolução Normativa ANEEL 482/2012; Jannuzzi & de Melo (2012); Holdermann et al. (2013).

<sup>6</sup> Ley Nº 20.571/2012.

<sup>7</sup> ERC Reolution No. 09, Series of 2013; Dietrich (2013).

<sup>8</sup> PUA (2013); Siderer & Dann (2013).

Tabela 2.5 – (Continuação).

México <sup>9</sup>	Solar	Residencial, Comercial	500 kW	Créditos deverão ser consumidos num período máximo de 12 meses seguintes ao mês em que se originou cada uma das suas partes. Expiram após essa data.
Panamá <sup>10</sup>	Todas as tecnologias renováveis	Residencial, Comercial, Industrial	500 kW	Sistema de créditos com validade de 12 meses. Ao fim desse período, os créditos são perdidos e inicia-se um novo ciclo.
Paquistão <sup>11</sup>	Hidráulica, Solar, Eólica	Residencial, Comercial, Industrial	1 MW	Créditos ao valor de mercado. Se ainda existirem créditos acumulados ao fim de um ano, a comercializadora pagará ao cliente com uma tarifa igual ao preço médio de produção de energia por kWh ( <i>oil-based</i> )
República Dominicana <sup>12</sup>	Todas as tecnologias renováveis	Residencial, Comercial, Industrial	Residências: 25 kW Outros: 1 MW	Atribuição de créditos acumulativos durante 1 ano. No final do ano, a comercializadora paga 75% do valor dos créditos e fica com os restantes 25%.
Tailândia <sup>13</sup>	Hidráulica, Solar, Eólica, Biomassa, Biogás.	Residencial, Comercial	1 MW	Os produtores são compensados à tarifa <i>bulk supply</i> , que representa 80% do preço de mercado ( <i>retail price</i> ).

Para além dos países mencionados na Tabela 2.5, também Uruguai (IEA, 2013), Índia (Engelmeier et al., 2013), Guatemala (CNEE, 2008), Tanzânia (Stadler et al., 2010), Grenada, Porto Rico, Costa Rica e Santa Lúcia (Liu et al., 2013) possuem políticas de *net metering* em

<sup>9</sup> IEA (2013); Pérez et al. (2013).

<sup>10</sup> Resolución AN No. 2060- Elec. (2008); Resolución AN No. 5399-Elec. (2012).

<sup>11</sup> Policy for Development of Renewable Energy for Power Generation (2006).

<sup>12</sup> Reglamento Medición Neta (2012).

<sup>13</sup> Poullikkas et al. (2013); Greacen et al. (2003).

vigor. Embora não tenha uma legislação reguladora, o Japão conta com um programa voluntário de *net metering* (Chowdhury et al., 2014). Na região do Médio Oriente e Norte de África (MENA), existem 7 países com *net metering*, entre eles, Egito, Síria, Jordânia, Líbano, Malta, Palestina e Tunísia (REN21, 2013; Samborsky et al., 2013).

## **2.5 Software Existente para Simulação de Sistemas com *Net Metering***

Nesta seção, é feita uma revisão às ferramentas informáticas existentes capazes de dimensionar e otimizar sistemas fotovoltaicos com *net metering*.

Com a difusão e o reconhecimento do potencial dos mecanismos de autoconsumo, diversas empresas têm atualizado as suas aplicações informáticas com a inclusão de novas funcionalidades que possibilitam o dimensionamento e otimização deste tipo de sistemas. No entanto, apenas um reduzido número destas ferramentas possui funcionalidades específicas para a simulação de sistemas com *net metering*.

### **Polysun**

O *Polysun Simulation Software* encontra-se no mercado desde 1992, tendo sido desenvolvido pelo Institut für Solartechnik SPF da Universidade Técnica de Rapperswil (Suíça). Graças à sua base científica e à sua fácil utilização, milhares de especialistas e empresas do setor das energias renováveis fazem uso do Polysun. Este *software* da *Vela Solaris* oferece suporte no dimensionamento, análise e cálculo de rendimentos de instalações fotovoltaicas com *net metering*. Permite calcular a quantidade de energia elétrica injetada na rede através dos perfis de consumo anuais e, fornece gráficos financeiros precisos do período total de atividade da instalação. O programa possui ainda um modelo de cálculo para baterias recarregáveis, com o objetivo de otimizar os sistemas FV com autoconsumo (Polysun, 2014).

### **PV\*SOL**

A ferramenta informática PV\*SOL, desenvolvida pela *Valentin Software*, é comercializada em diversas versões, e oferece aos seus utilizadores a possibilidade de realizar simulações dinâmicas, dimensionamentos, cálculos de rendimento e prognósticos financeiros de sistemas fotovoltaicos ligados à rede com modelos de tarifas *feed-in* ou *net metering*, assim como com sistemas de armazenamento (baterias). O programa permite ainda definir o perfil de consumos anual do utilizador (Valentin Software, 2014).

### **PVsyst**

É um *software* de dimensionamento e simulação, projetado para ser usado por arquitetos, engenheiros e investigadores. O PVsyst fornece os resultados sob a forma de um relatório detalhado, com gráficos e tabelas específicas, e os seus dados podem ser exportados para outros programas. PVsyst é capaz de importar dados meteorológicos de muitas fontes diferentes, assim como dados pessoais. O programa possui uma opção de *net metering* para dimensionar sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (Mermoud & Wittmer, 2014; PVsyst, 2014).

### **HOMER**

Desenvolvido pela *U.S. National Renewable Energy Laboratory* (NREL), o HOMER *Micropower Optimization Model* é uma ferramenta informática que simplifica a tarefa de dimensionamento de sistemas de geração descentralizada – tanto conectados à rede, como desconectados, possibilitando assim a simulação de projetos com *net metering*. O período de faturação destes modelos poderá variar entre um mês ou um ano. Na possibilidade do *net metering* ser aplicado a múltiplas tarifas, o HOMER identifica e processa cada compra de energia separadamente para cada tarifa (Lambert et al., 2006; HOMER Energy, 2014).

### **iHOGA**

*Improved Hybrid Optimization by Generic Algorithm* (iHOGA) é uma ferramenta informática de dimensionamento de sistemas híbridos desenvolvida pela Universidade de Saragoça, em Espanha. O programa permite otimizar sistemas fotovoltaicos conectados à rede, com ou sem armazenamento de energia. Possibilita a realização de simulações de sistemas com *net metering*, com balanço mensal ou anual, podendo o utilizador limitar a quantidade de energia injetada na rede durante o período de faturação. Existem 8 opções de *net metering* disponíveis, dependendo das legislações em vigor (Sinha & Chandel, 2014; Dufo-López, 2014).

### **Sunny Design 3**

O *Sunny Design* é um *software* completo para o planeamento e otimização de sistemas FV. Este programa oferece recomendações para possíveis dimensionamentos dos sistemas FV, sugerindo as diversas combinações de fileiras FV e inversores que melhor se adequam aos requisitos da instalação do utilizador. O utilizador pode escolher um perfil de consumos personalizado ou importar dados relativos aos seus consumos anuais. O *Sunny Design* permite ainda a otimização de sistemas com autoconsumo, através da utilização de equipamentos de monitorização e controlo de sistemas de armazenamento para a energia solar excedente. Ao

contrário dos programas anteriormente referidos, o *Sunny Design* não possui uma funcionalidade específica para sistemas com *net metering*, mas calcula e apresenta a quantidade de energia injetada na rede, assim como as percentagens de autoconsumo e autonomia da instalação (SMA, 2014).



### 3. MODELIZAÇÃO

Neste capítulo são descritos os diversos modelos matemáticos utilizados no desenvolvimento da ferramenta informática, nomeadamente referentes ao processo de dimensionamento e escolha da potência ótima do sistema FV. Os algoritmos implementados são descritos em parcelas, através de fluxogramas simples.

#### 3.1 Produção Fotovoltaica

Para se proceder ao dimensionamento e otimização de um determinado projeto FV é necessário efetuar um determinado conjunto de tarefas, desde a seleção do equipamento necessário – tipo de painel FV e inversor – até ao cálculo da produção FV anual.

##### 3.1.1 Seleção do Painel FV e Inversor

O processo de dimensionamento de sistemas FV conectados à rede inicia-se com a escolha do painel fotovoltaico. Para este efeito, foi elaborado um algoritmo que percorre uma base de dados referente a este equipamento, selecionando aquele que apresente a menor relação entre Preço/Potência nominal, e definindo-o como painel FV padrão para o primeiro dimensionamento do projeto. A determinação da potência do inversor  $P_{Inv,DC}$  é calculada através da potência do sistema fotovoltaico  $P_{FV}$ , devendo obedecer ao seguinte intervalo:

$$70\% \times P_{FV} < P_{Inv,DC} < 120\% \times P_{FV} \quad (3.1)$$

Por norma, subdimensiona-se o inversor de modo otimizar a sua eficiência (GreenPRO, 2004), portanto, o algoritmo seleciona a menor potência que respeite o intervalo (3.1). Esta metodologia é descrita através do fluxograma da Figura 3.1.

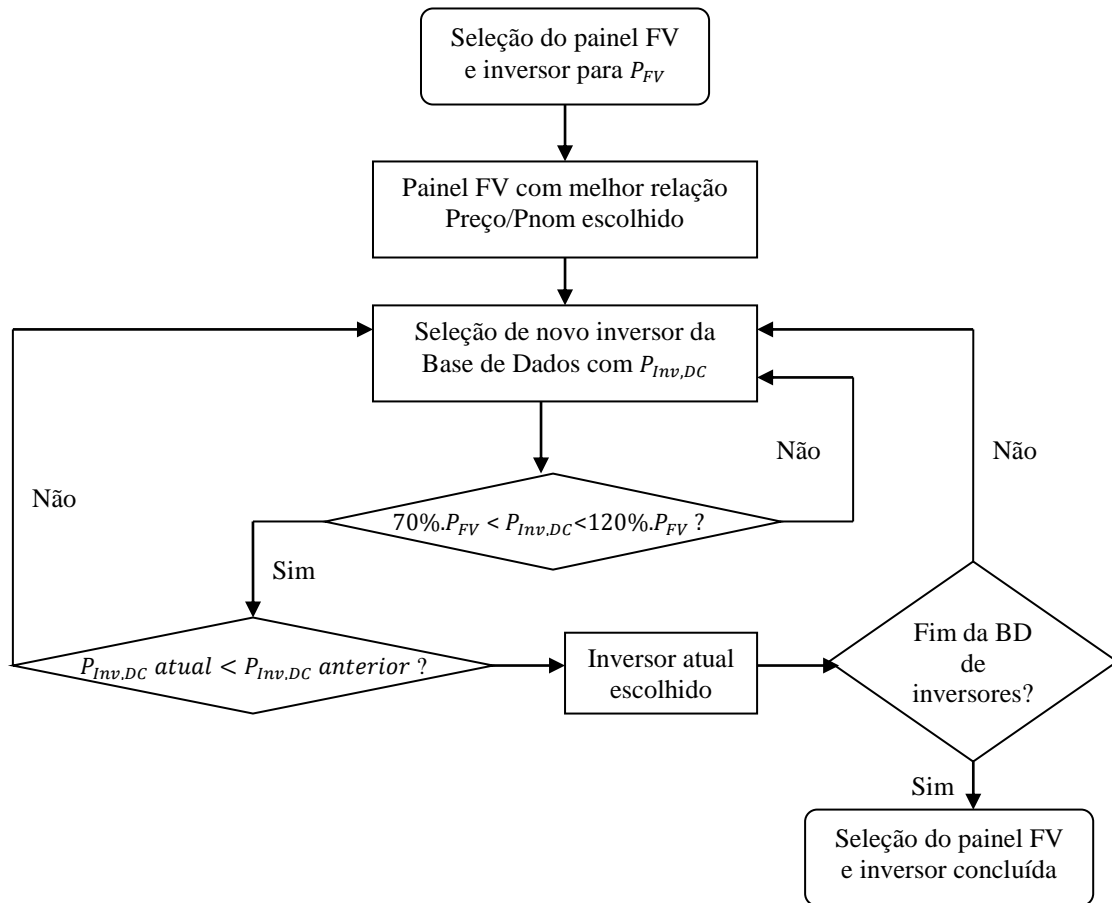


Figura 3.1 - Algoritmo de seleção do painel FV e inversor.

### 3.1.2 Cálculo da Produção Fotovoltaica Anual

Selecionados o painel FV e o inversor que melhor se ajustam ao projeto, a próxima etapa consiste no cálculo da produção FV anual do sistema dimensionado (Figura 3.2). Para esse efeito, é necessário obter a potência AC do sistema FV, através de (3.2):

$$P_{AC} = P_{DC(STC)} \times \eta_{conversão} \quad (3.2)$$

Onde  $P_{DC(STC)}$  representa a potência DC igual à potência de pico do sistema FV, em kW. O rendimento de conversão,  $\eta_{conversão}$ , inclui o rendimento do inversor, a sujidade dos coletores, diferença entre os módulos e diferenças nas condições de ambiente e perdas de Joule. O impacto destas perdas pode degradar a conversão entre 20-40% (Masters, 2004).

As perdas referentes às diferenças entre módulos traduzem o impacto de pequenas variações nas curvas I-V dos módulos fotovoltaicos numa fileira. Devido a estas variações, a

potência máxima combinada entre dois painéis FV pode ficar aquém daquela esperada. Para além destas perdas, acrescenta-se a possibilidade de nem todos os módulos provenientes da mesma linha de produção possuírem a mesma potência de pico. Estes dois fatores podem representar uma degradação percentual significativa na potência dos módulos (Masters, 2004), pelo que poderão ser contabilizados na conversão.

A relação entre o rendimento do inversor, a tensão do gerador fotovoltaico e o regime de carga, tem uma influência decisiva na produção anual de energia elétrica. Consequentemente, as curvas de rendimento, normalmente disponibilizadas pelos fabricantes nas especificações técnicas dos inversores, fornecem uma visão mais rigorosa do que a mera indicação da eficiência nominal. As curvas de rendimento são precisas a uma determinada temperatura ambiente para o inversor e dependem da tensão de entrada (GreenPRO, 2004). O rendimento do inversor, que varia consoante o fator de carga ao qual opera em determinado instante (Masters, 2004), deve ser calculado para os diversos períodos temporais ao longo do dia, para que este também seja contabilizado de forma rigorosa na conversão de (3.2).

Através das curvas de rendimento disponibilizadas nas especificações técnicas dos inversores inseridos na base de dados do programa, foi possível efetuar a modelização das mesmas. Para este efeito, recorreu-se ao modelo matemático (3.3) adotado por Rampinelli et al. (2014) que descreve o rendimento do inversor.

$$\eta_{inv} = \frac{\left(\frac{P_{AC}}{P_{NOM}}\right)}{\left(\frac{P_{AC}}{P_{NOM}}\right) + \left(K_0 + K_1 \left(\frac{P_{AC}}{P_{NOM}}\right) + K_2 \left(\frac{P_{AC}}{P_{NOM}}\right)^2\right)} \quad (3.3)$$

onde  $K_0$ ,  $K_1$  e  $K_2$  são coeficientes matemáticos e  $P_{NOM}$  é a potência nominal do inversor.

Extraindo alguns pontos constituintes das curvas de rendimento dos inversores, ou no caso da SMA, usando os pontos facultados pelo fabricante, foi possível obter os três coeficientes através da ferramenta de ajuste de curvas *cftool* do MATLAB. Estes coeficientes foram posteriormente inseridos na base de dados dos inversores, juntamente com as especificações técnicas de cada equipamento. Com os três coeficientes calcula-se o rendimento do inversor através de (3.3).

Outro fator a ter em conta é a degradação causada pela temperatura das células fotovoltaicas do módulo. As especificações das células são definidas para condições padrão, a uma temperatura de 25°C e irradiância 1 kW/m<sup>2</sup>, no entanto, existe uma grande probabilidade destas características variarem significativamente em contexto real, fora do laboratório onde foram testadas. As células fotovoltaicas podem facilmente atingir temperaturas

consideravelmente superiores, devido à temperatura ambiente ou à insolação solar sobre elas, o que se traduzirá numa perda de potência (Masters, 2004). Torna-se, por isso, necessário calcular a temperatura da célula:

$$T_{cel} = T_{amb} + \left( \frac{NOCT - 20^\circ}{0.8} \right) \times G \quad (3.4)$$

onde  $T_{amb}$  corresponde à temperatura ambiente ( $^\circ\text{C}$ ) em determinado período horário, e  $G$  à respetiva irradiância ( $\text{kW}/\text{m}^2$ ). Com o objetivo de fornecer informação relativa aos efeitos da temperatura no desempenho da célula, os fabricantes disponibilizam normalmente um indicador chamado NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*). O NOCT representa a temperatura da célula num módulo quando a temperatura ambiente é de  $20^\circ\text{C}$ , a irradiância solar de  $0,8 \text{ kW}/\text{m}^2$ , e a velocidade do vento  $1 \text{ m/s}$  (Masters, 2004).

Após a obtenção da temperatura das células a partir de (3.4), é necessário efetuar o cálculo da potência DC corrigida do sistema FV:

$$P_{DC} = P_{DC(STC)} \cdot [1 - \alpha_p(T_{cel} - 25^\circ)] \quad (3.5)$$

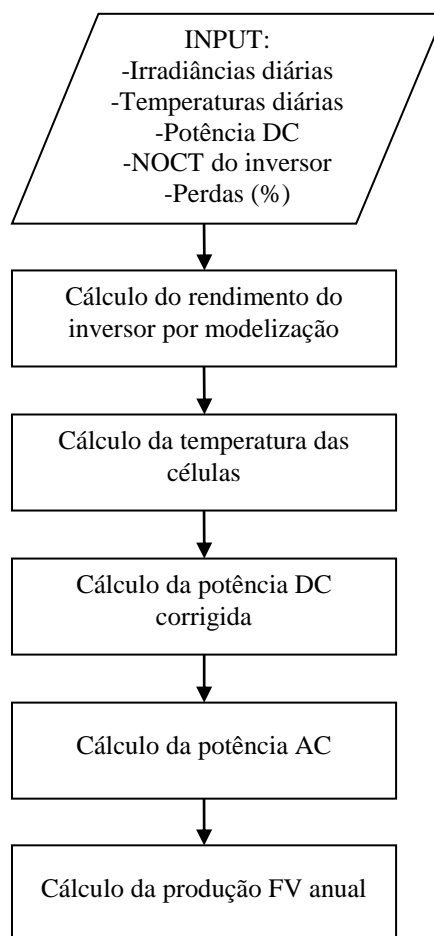
Na equação 3.5,  $P_{DC(STC)}$  representa a potência DC igual à potência de pico do sistema (kW), e  $\alpha_p$  o coeficiente de temperatura para a potência do módulo ( $\%/^\circ\text{C}$ ). Calculada a potência DC corrigida e o rendimento de conversão, é possível obter a potência AC do sistema (kW) através de (3.6):

$$P_{AC} = P_{DC} \times \eta_{conversão} \quad (3.6)$$

Com  $\eta_{conversão}$  a incluir todas as perdas mencionadas anteriormente, que contribuem para a degradação da conversão DC para AC:

$$\eta_{conversão} = \eta_{inv} \times \eta_{diferença\_módulos} \times \eta_{sujidade} \times \eta_{Joule} \quad (3.7)$$

Na equação 3.7,  $\eta_{inv}$  representa o rendimento do inversor,  $\eta_{diferença\_módulos}$  as diferenças entre módulos,  $\eta_{sujidade}$  a sujidade nos coletores e  $\eta_{Joule}$  as perdas de Joule ocorridas nos condutores.



**Figura 3.2 – Processo de cálculo da produção fotovoltaica anual do sistema.**

### **3.2 Escolha da Potência Ótima do Sistema FV**

Definidas as curvas de produção FV para todos os dias do ano a partir dos modelos de dimensionamento mencionados, procede-se à seleção da potência ótima do sistema FV. A metodologia escolhida baseia-se no cálculo de um dos seguintes indicadores de viabilidade económica para eleger a potência teoricamente ótima do sistema FV: Período de Recuperação do Investimento (PRI), Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), Valor Atual Líquido (VAL) ou *Levelized Cost of Electricity* (LCOE). Estes critérios de avaliação estão dependentes do investimento inicial do projeto e das poupanças anuais provenientes da energia elétrica produzida pelo sistema FV instalado.

O investimento inicial dependerá sempre de diversos fatores, como o custo de equipamento, mão-de-obra, custos indiretos e margem de lucro. Por sua vez, as poupanças

anuais derivadas do sistema FV com *net metering* dimensionado, são obtidas através do cálculo dos custos diários de eletricidade, e simultaneamente, do valor monetário (ou energético) da energia produzida pelo sistema FV. A energia autoconsumida pela instalação representa uma quantidade de energia que o consumidor não terá de pagar no final do mês, e toda a energia produzida para além das necessidades em determinado instante diário – ou seja, o excesso energético injetado na rede – representará um crédito energético (em kWh), ou monetário (em €), equivalente ao valor da tarifa que teria de ser paga pelo consumidor. O tipo de créditos atribuídos dependerá da opção previamente selecionada pelo utilizador.

Caso o utilizador opte por créditos energéticos, o sistema de compensação de energia funcionará de modo semelhante ao método de facturamento utilizado no Brasil, estabelecido pela Resolução Normativa nº482/2012, mas com algumas adaptações:

1. A energia ativa produzida num determinado posto horário deve ser utilizada para compensar a energia ativa consumida nesse mesmo período.
2. Havendo excedente, os créditos de energia ativa devem ser utilizados para compensar o consumo noutro posto horário, na mesma unidade consumidora e no mesmo ciclo de facturamento.
3. Caso ainda existam créditos de energia ativa, o procedimento descrito em 1 e 2 deve ser repetido nessa ordem para os ciclos de facturamento posteriores, obedecendo ao limite de 12 meses de validade dos créditos. Após completado o período de um ano, os créditos energéticos são removidos da conta do cliente, e atribuídos à comercializadora elétrica.

Para ambos os métodos de atribuição de créditos, um kWh de energia injetada na rede terá o mesmo valor (monetário ou energético) de um kWh de energia consumida da rede pelo consumidor. Esta metodologia descreve a essência do regime de *net metering*, no qual os *prosumers* estão habilitados a injetar o seu excedente energético na rede elétrica, e a obter uma compensação pelo mesmo. Estes créditos armazenados ficam a favor do produtor para posterior utilização, em períodos do dia em que o seu sistema FV não fornece energia suficiente para cobrir as necessidades energéticas domésticas. Para cada mês, é criada uma fatura virtual, com o valor total dos consumos elétricos a ser pago pelo utilizador, e respetivo valor dos créditos provenientes do *net metering*. O custo dos consumos mensais só terá em conta os consumos líquidos da instalação (diferença entre consumos e produção FV), assim como os custos de potência em horas de ponta, encargos de potência e imposto sobre a eletricidade.

A Figura 3.3 representa de forma simplificada, o algoritmo de cálculo implementado para a obtenção das poupanças anuais derivadas do sistema FV com *net metering* dimensionado. O fluxograma descreve também, a metodologia de atribuição e utilização de créditos provenientes do mecanismo de compensação de *net metering*. Neste diagrama, constam as seguintes variáveis:

- C Consumos energéticos em determinado período horário;
- P Produção FV em determinado período horário;
- CF Custos fixos incluídos na fatura final: imposto sobre eletricidade, potência em horas de ponta e encargos de potência contratada.

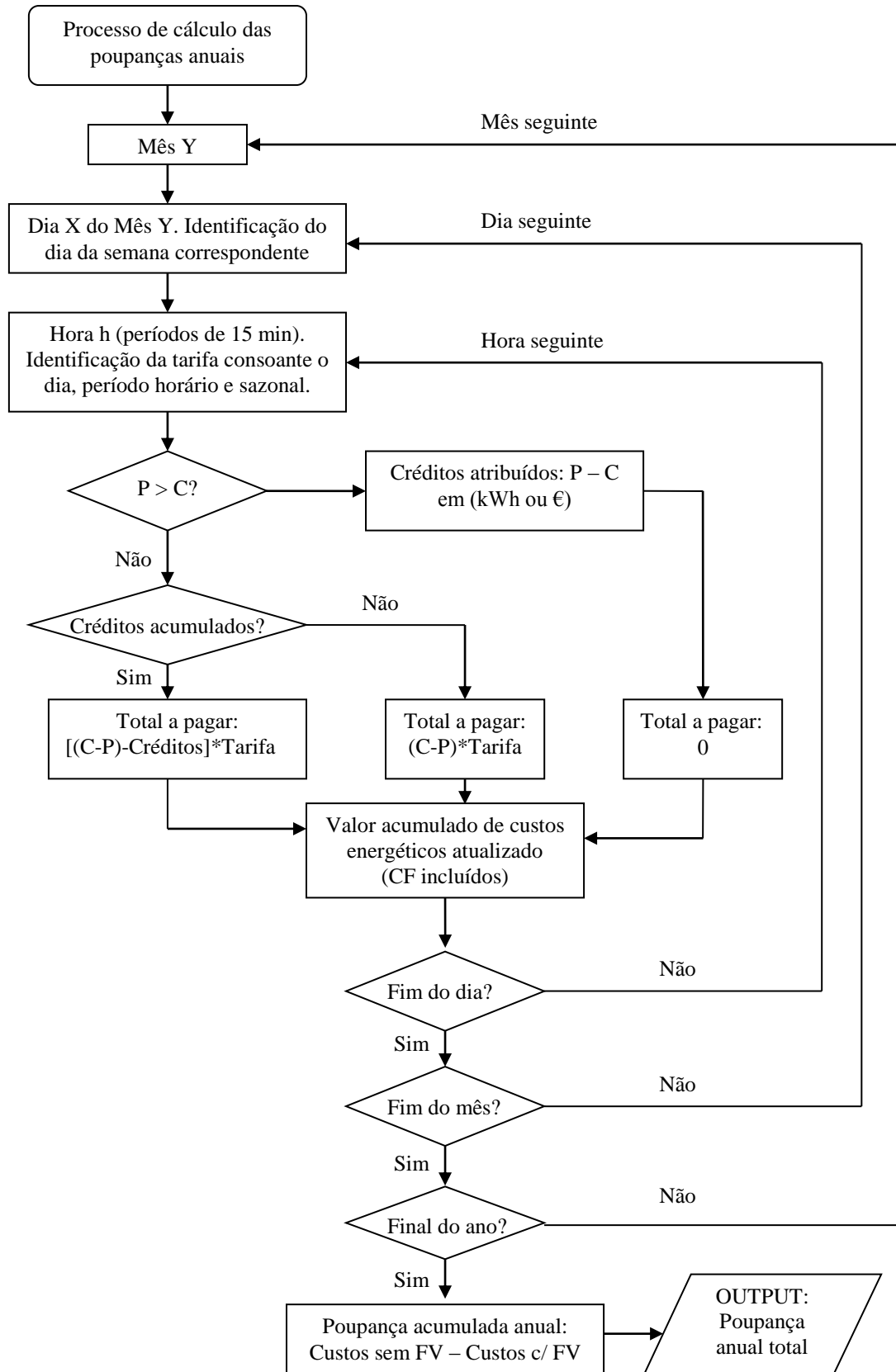


Figura 3.3 – Algoritmo de cálculo das poupanças anuais.



Como foi mencionado anteriormente, a seleção da potência ótima pode ser baseada no cálculo do PRI, TIR, VAL ou LCOE do projeto FV. Assumindo que o período de investimento é de  $N$  anos,  $I_0$  simboliza o investimento inicial,  $R_t$  e  $D_t$  representam as receitas (poupanças) e as despesas (custos O&M) verificadas no ano  $t$ ;  $t=0,1,2,\dots,N$ , e  $r$  expressa a taxa de atualização. O algoritmo de seleção da potência ótima procede ao cálculo dos seguintes indicadores financeiros, assim como do LCOE, que já foi revisto no capítulo 2.3:

#### A. Período de Recuperação do Investimento (PRI)

O PRI é um critério de avaliação de projetos que atende apenas ao período de tempo que o projeto leva a recuperar o capital investido por completo, calculado através de (3.8). Por outras palavras, este indicador representa o número de anos necessário para que o acumulado dos *cashflows* sem descontos – ou seja, sem atualização – atinja um valor positivo. Para se considerar o valor monetário ao longo do tempo é necessário calcular o PRI descontado (Audenaert et al., 2010).

$$\sum_{t=1}^{PRI} R_t \geq \sum_{t=1}^{PRI} D_t + I_0 \quad (3.8)$$

Para que o cálculo deste indicador seja mais rigoroso, considera-se o valor monetário ao longo do tempo, fazendo-se uma atualização dos *cashflows* anuais através de uma taxa de atualização de referência. Este critério é, portanto, uma variante do PRI, denominado PRI descontado (ou *Payback* descontado), que determina o período de tempo necessário para que o acumulado dos *cashflows* descontados do projeto iguale o seu investimento inicial, como mostra (3.9):

$$\sum_{t=1}^{PRID} \frac{R_t}{(1+r)^t} \geq \sum_{t=1}^{PRID} \frac{D_t}{(1+r)^t} + I_0 \quad (3.9)$$

#### B. Valor Atual Líquido (VAL)

O VAL é a soma do valor atual dos *cashflows* durante o período de investimento. Como está implícito em (3.10), o VAL é obtido através da soma do valor atual líquido do *cashflow* (diferença entre receitas e despesas) e subtraindo o custo do investimento inicial (Huang et al., 2014).

$$VAL = \sum_{t=1}^N \frac{R_t - D_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (3.10)$$

Caso o VAL de um projeto seja equivalente a 0, isto significa que as suas receitas serão nulas, ou seja, o projeto não trará nenhum valor acrescido para o investidor. Desta maneira, um investimento ou projeto é considerado aceitável se o seu VAL for positivo (Huang et al., 2014). Quanto maior for o valor deste indicador financeiro, maior será a rentabilidade do investimento (Tudisca et al., 2013). O VAL é o critério de avaliação favorecido pela maioria da literatura referente a análise financeira de projetos (Osborne, 2010; Lu et al., 2006; Camus & Eusébio, 2004).

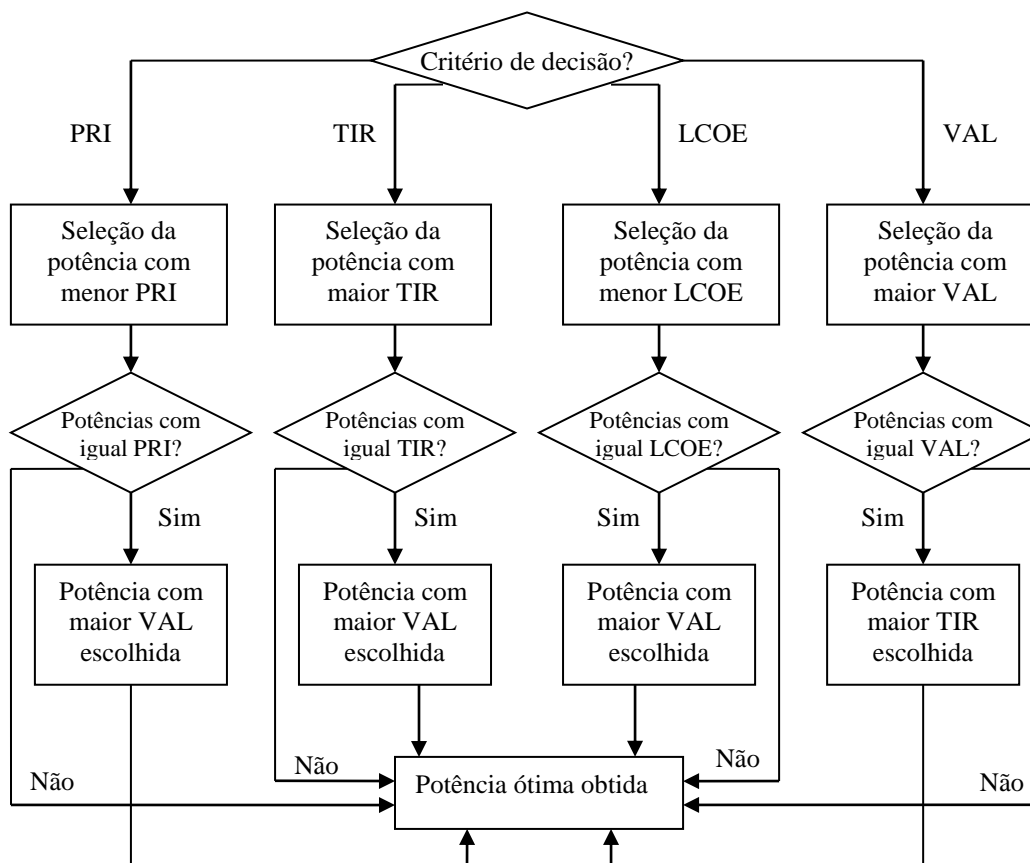
### C. Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

Considerando que o VAL depende da taxa de atualização de referência  $r$  usada, torna-se igualmente útil calcular o TIR do projeto, através de (3.11), visto que o seu valor é independente da taxa de atualização predefinida, dependendo apenas da evolução temporal das receitas e dos custos (Tudisca et al., 2013). O TIR define a taxa de atualização necessária para que o VAL de um projeto seja equivalente a zero (Huang et al., 2014).

$$0 = \sum_{t=1}^N \frac{R_t - D_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 \quad (3.11)$$

De acordo com este indicador financeiro, um investimento num projeto é viável se o seu TIR for superior à taxa de atualização de referência definida para calcular o VAL (Tudisca et al., 2013). Caso o TIR seja igual à taxa de atualização de referência,  $VAL=0$ , significa que é indiferente aceitar ou rejeitar o projeto. Um TIR inferior à taxa de atualização predefinida,  $VAL<0$ , representa que o projeto é inviável (Baptista et al., 2013).

Para efeitos de seleção, o algoritmo elegerá a potência que possuir o menor PRI ou LCOE, ou, em alternativa, maior TIR ou VAL, dentro do intervalo de potências iteradas. Na eventualidade de existirem duas ou mais potências com igual PRI, TIR ou LCOE, a escolha recairá sobre aquela que apresentar o VAL mais elevado. Para o caso do indicador VAL, o algoritmo selecionará a potência com maior TIR. O fluxograma da Figura 3.4 ilustra o algoritmo de seleção da potência ótima do sistema FV consoante o critério de decisão selecionado.



**Figura 3.4 – Algoritmo de seleção da potência ótima consoante o critério de decisão escolhido.**



## 4. DESENVOLVIMENTO DA FERRAMENTA INFORMÁTICA

Neste capítulo são descritas detalhadamente as diversas funcionalidades da ferramenta informática desenvolvida, assim como os procedimentos a realizar para a simulação de projetos com regime de *net metering*.

### 4.1 Integração de Sistemas

O *software* concebido foi desenvolvido em linguagem Java, através do uso da plataforma de desenvolvimento NetBeans IDE. A escolha desta linguagem de programação deveu-se principalmente à necessidade de integrar o sistema com a ferramenta de cálculo PVGIS disponível *online*. Devido à complexidade deste processo de integração, assim como à implementação de outras funcionalidades, como o sistema de informação geográfica OpenStreetMap incorporado, descartou-se a possibilidade de se usar a ferramenta MATLAB inicialmente sugerida. Para além da interligação existente entre estes dois blocos externos e a aplicação informática, definiu-se ainda um terceiro elemento de suporte ao funcionamento do programa: uma Base de dados. Outra vantagem do ambiente de desenvolvimento NetBeans IDE é a possibilidade dos programadores criarem e gerirem bases de dados diretamente integradas nas aplicações *desktop* ali desenvolvidas. Evita-se assim a utilização de um *software* específico para a construção de base de dados, como por exemplo, o *MS Access*. Esta base de dados está subdividida em dois blocos: painéis fotovoltaicos e inversores. Em cada um dos blocos foram inseridos os dados necessários para o funcionamento dos modelos de cálculo implementados, tais como, nome dos equipamentos, especificações técnicas, preço, etc.

A Figura 4.1 ilustra a estrutura simplificada da aplicação informática desenvolvida, representando as relações entre os três blocos externos que suportam os modelos matemáticos de dimensionamento e otimização existentes por detrás da ferramenta de cálculo.

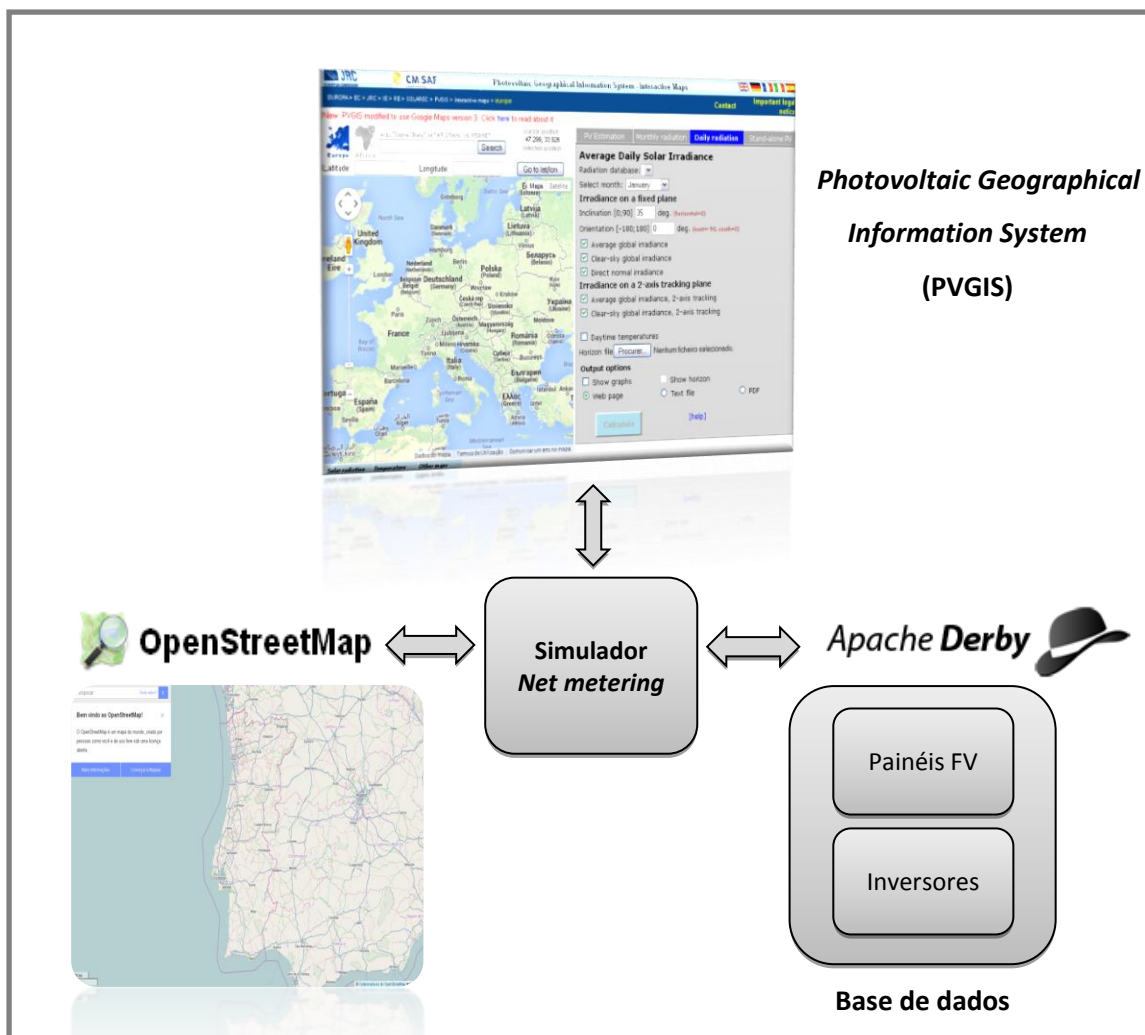


Figura 4.1 – Blocos integrantes da aplicação informática.

## 4.2 Descrição das Funcionalidades da Ferramenta

Esta aplicação informática foi desenvolvida em cooperação no âmbito de dois temas de mestrado, onde se procedeu à adaptação dos respetivos modelos de cálculo de modo a coexistirem na mesma ferramenta de simulação, fazendo uso dos recursos nela integrados. Deste modo, a aplicação integra duas estratégias diferenciadas para o dimensionamento e otimização de projetos FV em regimes de autoconsumo: *net metering* e autoconsumo direto. No entanto, nesta dissertação, apenas são abordadas as funcionalidades específicas ao primeiro regime, assim como o funcionamento de todos os blocos externos de suporte à aplicação mencionados na secção anterior.

O programa possui uma interface gráfica simples e intuitiva ao longo dos seus menus, apresentando uma maior complexidade no menu principal, devido à quantidade de opções disponíveis para personalizar o projeto FV. A estrutura do programa foi concebida de maneira

a que o utilizador percorra as diversas fases de dimensionamento do seu projeto FV com *net metering*, sendo constituído por seis separadores (Figura 4.2).

Figure 4.2 - Interface gráfica da ferramenta informática (Menu Principal).

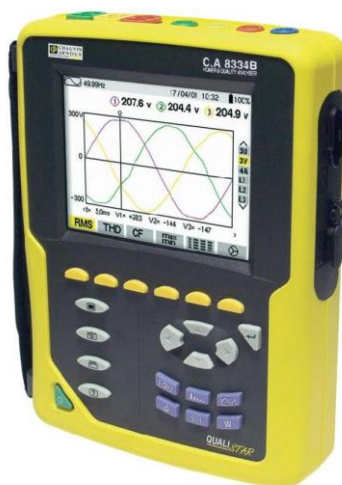
## 4.2.1 Menu Principal

Neste menu inicial do programa, o projetista tem acesso a inúmeros *inputs* parametrizáveis, de modo a personalizar o seu projeto de acordo com as suas características e interesses/necessidades.

### 4.2.1.1 Definição do Perfil de Consumos da Instalação

A primeira tarefa do utilizador passará pela escolha do nome do projeto e pela seleção do seu perfil de consumos. A aplicação foi concebida de modo a permitir a leitura de ficheiros Excel com dados de consumos em dois formatos distintos – formato analisador de energia C.A 8334 e Telecontagem EDP -, oferecendo ao utilizador três opções possíveis de escolha. A primeira opção ‘X dias’ processa a leitura das medições de consumos realizadas por um analisador de energia C.A 8334 (Figura 4.3). Este modelo permite que os parâmetros por si lidos sejam exportados para um ficheiro Excel, ao qual se refere o formato de leitura desta opção. O utilizador deverá especificar o número ‘X’ de dias consoante o período de tempo durante o qual se realizaram as medições pelo analisador instalado. Tendo em conta que este

período é normalmente inferior a um ano – situação ideal, visto que descreveria o perfil de consumos anual da instalação com maior rigor –, o programa procede à replicação dos dados fornecidos pelo utilizador até perfazer um ano. Caso sejam inseridos dados relativos a duas semanas de consumos, o algoritmo de processamento replicará estes valores até ter valores suficientes para completar doze meses.

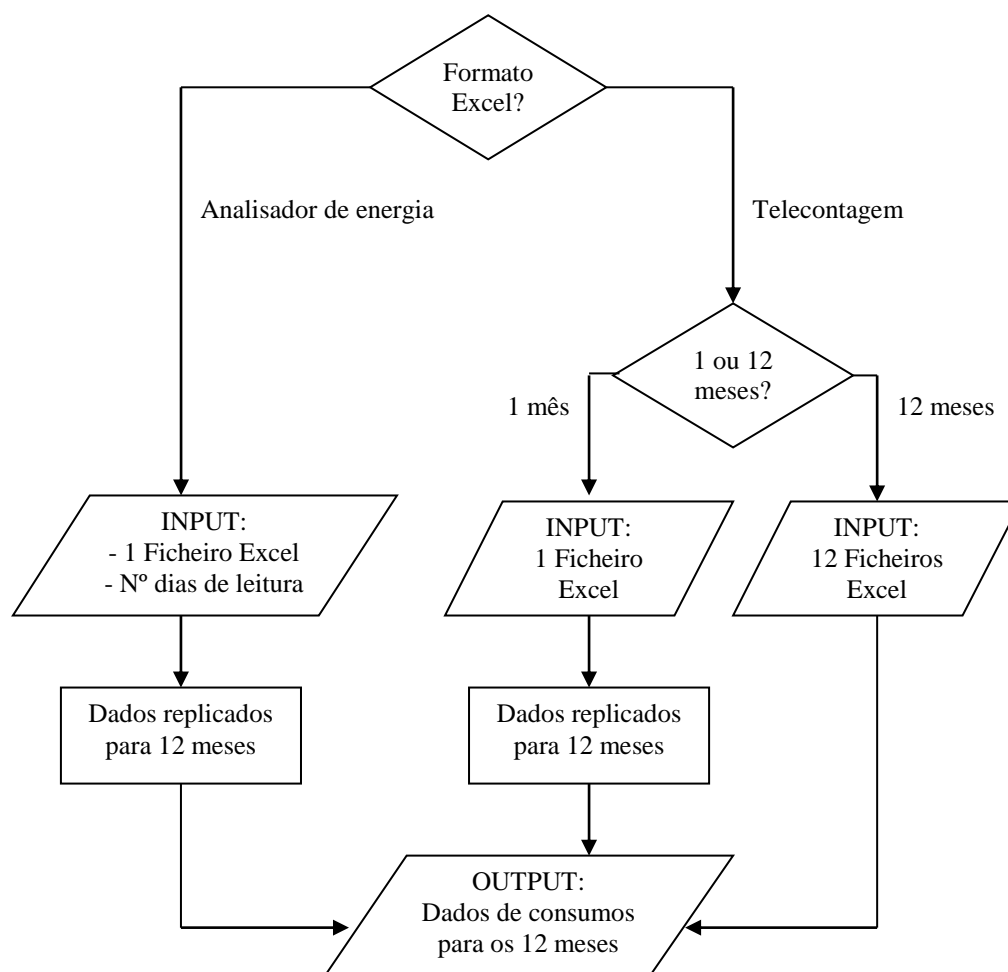


**Figura 4.3- Analisador de energia C.A 8334 (Fonte: Chauvin Arnoux).**

As restantes duas opções processam ficheiros Excel gerados através do serviço de Telecontagem da EDP. Este serviço disponibiliza dados detalhados dos consumos da instalação, assim como os respetivos diagramas de carga com as leituras registadas durante o período horário definido pelo utilizador. Cada mês de leituras representa um ficheiro Excel. O programa de simulação realiza a leitura de apenas um mês de dados, ou em alternativa, de doze meses, o que significa a leitura de doze ficheiros Excel. Para ambas as opções, a aplicação identifica o mês referente a cada ficheiro através da leitura da informação neles contida. A opção '1 Mês' considera que o perfil de consumos se mantem constante ao longo do ano, atribuindo os mesmos dados de consumos do mês inserido aos restantes meses em falta. Os dados são adaptados para o número de dias de cada mês. Para a opção '12 Meses', o programa apenas identifica a que ficheiro Excel corresponde cada mês, e organiza os dados mensais para posterior utilização.

Na Figura 4.4, é apresentado o fluxograma descritivo do método de processamento e de obtenção do perfil de consumos da instalação, consoante as opções seleccionadas e os dados inseridos pelo utilizador.





**Figura 4.4 – Algoritmo de processamento e obtenção do perfil de consumos da instalação.**

#### **4.2.1.2 Obtenção e Processamento de Dados do PVGIS**

Sendo esta uma aplicação informática com uma componente de dimensionamento de instalações fotovoltaicas conectadas à rede, é crucial ter-se acesso a uma fonte de dados de irradiância solar atualizada e fidedigna para que o cálculo do desempenho do sistema FV seja rigoroso e realista. Para este efeito, procedeu-se à integração do programa com a base de dados PVGIS. Esta aplicação *online* oferece uma extensa base de dados de recursos de energia solar e avaliação da produção de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos na Europa, África e Sudoeste Asiático.

Através da interface gráfica do programa, o utilizador tem acesso a inúmeras opções seleccionáveis e à possibilidade de personalizar o seu projeto através da inserção e configuração dos *inputs* necessários para o dimensionamento e avaliação de desempenho do sistema FV com *net metering*.

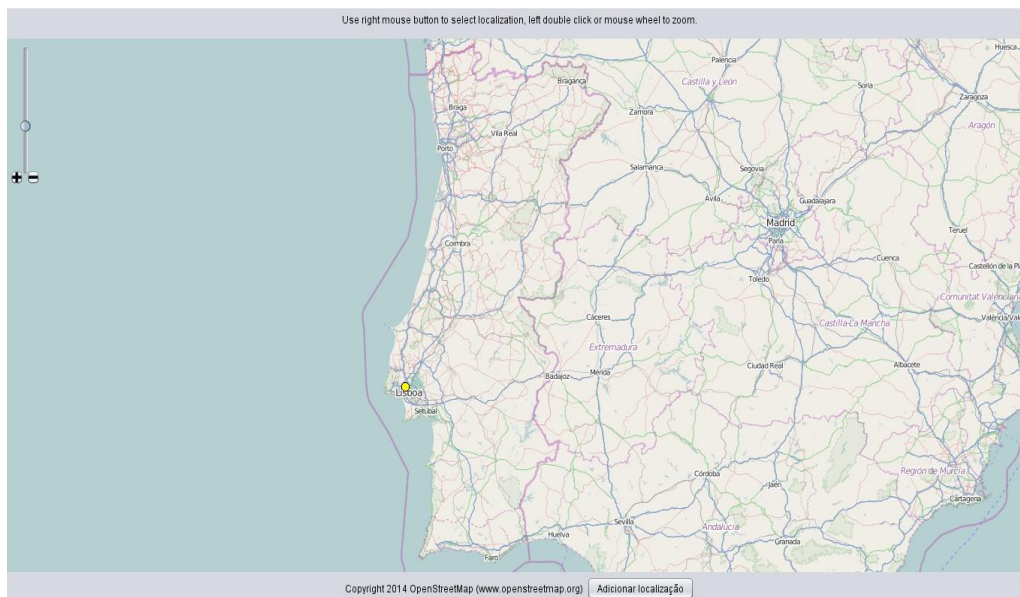
Um desses *inputs* representa a seleção da localização do projeto FV que se pretende dimensionar. Ao iniciar o programa, este conecta-se automaticamente à base de dados do PVGIS, o que significa que o bom funcionamento da aplicação está dependente de uma ligação à internet estável. A conexão entre o programa e o PVGIS foi programada através de uma biblioteca Java que funciona como um *web browser* virtual, permitindo que os inputs inseridos no programa sejam transferidos e processados no website do PVGIS, como se o utilizador estivesse a inseri-los lá diretamente.

Apesar desta conexão entre ambas as plataformas, o programa encontra-se apenas parcialmente integrado com o PVGIS, isto porque, não explora a totalidade dos recursos disponíveis no sistema de informação geográfica. No âmbito deste trabalho, apenas se tem acesso aos dados de recursos de energia solar na Europa e numa parcela do Norte de África. Para além desta limitação geográfica, a aplicação informática está configurada para recolher apenas os valores médios diários de irradiância solar para a localização e parâmetros escolhidos. Em adição à escolha da localização, o utilizador pode também definir o ângulo de inclinação e azimute (orientação), tal como poderia fazer diretamente no PVGIS.

**Figura 4.5 –Opções para a escolha da localização da instalação.**

A escolha da localização pode ser feita através do teclado (Figura 4.5) - inserindo o nome ou as coordenadas do local geográfico (por exemplo: “45.256N, 16.9589E”) - ou através de um mapa interativo integrado no *software*, que permite a seleção da localidade através do cursor, tal como é feito no PVGIS (Figura 4.6). O mapa implementado é semelhante ao serviço Google Maps presente no PVGIS, que devido a restrições legais, não foi possível combinar com o programa desenvolvido. A Google restringe a utilização do seu serviço de informação geográfica a aplicações *desktop*, disponibilizando estes conteúdos apenas para aplicações *web*, tal como é usado no PVGIS. Devido a esta limitação, recorreu-se ao serviço de informação geográfica OpenStreetMap. Este serviço *open source* é muito semelhante ao Google Maps, oferecendo as funcionalidades requeridas pelo programa de simulação. O botão ‘Abrir Mapa’ permite ao utilizador selecionar a localização pretendida através do seu cursor, marcando-a no

mapa. O programa obtém as coordenadas através do serviço OpenStreetMap e apresenta-as no seu menu principal.

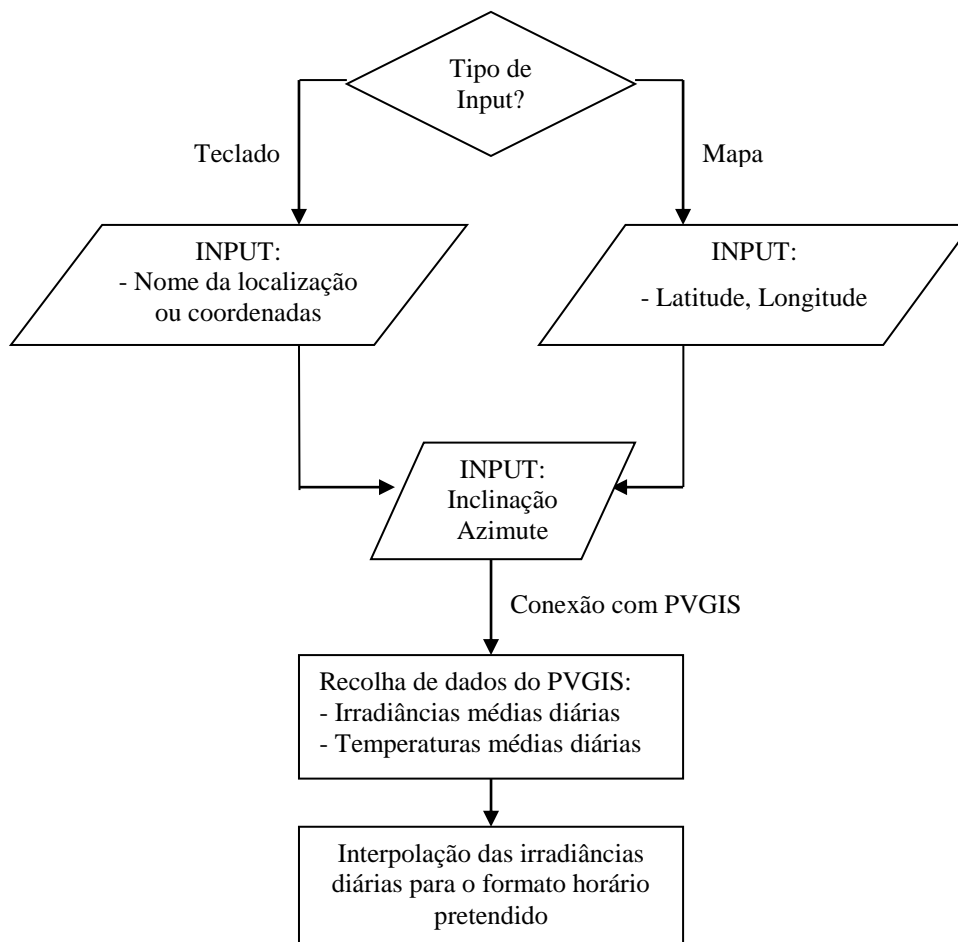


**Figura 4.6- Escolha da localização através do mapa integrado.**

Tal como foi referido, os dados do PVGIS estão limitados à zona geográfica Europeia, assim como uma parte muito reduzida do Norte de África, pelo que é preciso ter em conta os limites de coordenadas aceitáveis que são apresentados no menu principal. A base de dados PVGIS aceita coordenadas de Latitude desde 32.500 até 71.500, e de Longitude desde -25.500 até 45.000. Apesar do utilizador ter acesso à totalidade do mapa-mundo, este terá de respeitar os limites referidos (requisito obrigatório). Na eventualidade do utilizador exceder apenas um, ou ambos os limites, será notificado com uma janela de aviso quando tentar avançar para o próximo separador do programa (Análise Energética). As coordenadas da localização são transferidas para o PVGIS, tal como na escolha por teclado.

Após a inserção de todos os dados referentes à localização do projeto, o programa estará preparado para proceder à recolha da informação presente no PVGIS. Tal como é observável no separador 'Radiação Diária' do PVGIS, o utilizador pode solicitar a apresentação de diversos dados, mas tendo em conta as necessidades deste trabalho, apenas são selecionadas as opções de 'Irradiância média global' e 'Temperaturas Diárias'. Estes dados são assim obtidos através da leitura da tabela calculada e apresentada pelo PVGIS. Este processo é repetido doze vezes, de maneira a obter os valores para cada mês. Uma das grandes vantagens desta aplicação é a capacidade de obtenção de informação precisa e atualizada sem que seja necessário aceder diretamente ao PVGIS, e recolher a informação mês a mês manualmente.

Todo este processo é feito de forma automática e apenas requer alguns segundos (entre 5 a 10 segundos, dependendo da conexão à internet). Os dados são organizados mensalmente e guardados para posterior uso. Devido à diferença do formato horário disponibilizada pelo PVGIS, é feita uma interpolação dos valores de irradiância média horária ( $W/m^2$ ) para o formato pretendido. Os dados são apresentados em períodos de 15 minutos, abrangendo apenas as horas em que é prevista a existência de radiação solar. Os intervalos de 15 minutos do PVGIS têm uma diferença de 7 minutos em relação ao formato desejado, que tem de coincidir com os intervalos de consumos lidos dos ficheiros Excel. O formato de HH:07, HH:22, HH:37 e HH:52 é assim convertido para HH:00, HH:15, HH:30 e HH:45, através da interpolação dos valores de irradiância solar. Esta ação finaliza a etapa de interação entre o programa e o PVGIS, descrita na Figura 4.7.



**Figura 4.7 – Conexão e obtenção de dados do PVGIS.**

#### 4.2.1.3 Dados de Faturação

Ainda no menu principal, é possível definirem-se os dados de faturação energética referentes à instalação que se pretende dimensionar e otimizar com o regime de *net metering* (Figura 4.8). O utilizador deverá inserir a potência contratada da sua instalação, os valores de encargos de potência, imposto sobre eletricidade, potência em horas de ponta, assim como os valores das tarifas de eletricidade (termo energia variável).

Dados de faturação	
Potência contratada	41.4 kVA
Encargos de potência	0.0507 €/kW
Imposto sobre electricidade	0.001 €/kWh
Potência horas de ponta	0 €/kWh
<b>Termo Energia Variável</b>	
Ponta	0.2858 €/kWh
Chelas	0.1437 €/kWh
Vazio normal	0.0822 €/kWh
Super vazio	0.0822 €/kWh

Nota: Todos os valores sem IVA incluído.

Figura 4.8 – Definição dos dados de faturação da instalação.

#### 4.2.1.4 Definições Avançadas

Por último, e antes de se proceder para o próximo separador de simulação do programa, o utilizador tem acesso a duas janelas de 'Definições Avançadas', onde pode editar diversos parâmetros, através dos botões 'Editar' e 'Orçamento'. Especificamente ao mecanismo de *net metering*, é possível definir-se qual o tipo de compensação a ser aplicado, consoante a legislação em vigor: atribuição de créditos energéticos (kWh) ou monetários (€).

Tal como foi abordado na seção 2.4.4.3, os créditos atribuídos pela energia injetada na RESP devem ter sempre em conta diversos fatores como a taxa de utilização da rede, disponibilidade de potência e o pagamento de todos os serviços prestados pelo operador de rede. De modo a abranger todas as modalidades possíveis de *net metering*, assim como as propostas de adaptação apresentadas na seção acima referida, o projetista pode optar entre um regime de *net metering* puro ou adaptado. O regime de *net metering* puro significa que o *prosumer* será sempre creditado com o valor total da energia elétrica injetada na rede, quer seja em kWh ou €, sem que este pague pelos serviços prestados pelo operador de rede. Com um regime de *net metering* adaptado, é possível definir-se uma contribuição fixa para o pagamento destes serviços. De modo a simplificar o cálculo dos créditos atribuídos, considerou-se a aplicação de uma penalização percentual, que refletirá o pagamento de todos

os serviços e taxas inerentes. Parametrizando uma penalização de 20%, por cada kWh injetado na rede, ficarão disponíveis, na conta do *prosumer*, 80%, ou seja, 800W.

A escolha da potência ótima do sistema FV pode ser baseada num de quatro indicadores financeiros disponíveis: Período de Recuperação do Investimento (PRI), Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), Valor Atual Líquido (VAL) e *Levelized Cost of Electricity* (LCOE). Para os três últimos indicadores, é possível definir-se o número de anos a considerar para o cálculo dos seus valores.

Ainda na primeira janela das ‘Definições Avançadas’, o utilizador pode estipular o intervalo de potências a considerar para o sistema FV que se pretende dimensionar, caso hajam restrições legislativas em relação à capacidade máxima do projeto, ou na eventualidade do projetista querer limitar as simulações a um intervalo do seu interesse.

Parâmetros como a taxa de crescimento anual, taxa de inflação anual da eletricidade, taxa de atualização, deterioração anual dos painéis solares, assim como outros fatores que degradam a produção FV – sujidade dos painéis, diferença entre módulos e perdas de Joule – também podem ser definidos nesta janela (Figura 4.9). O utilizador pode ainda optar pelo dimensionamento do sistema FV com apenas um único inversor ou vários, através da opção ‘Multi-Inversores’.

**Definições Avançadas:**

**Net metering**

☒ Residencial/Comercial ☐ Industrial

Tipo de compensação: ☒ Créditos Energéticos (kWh) ☐ Créditos Monetários (€)

Pagamento de serviços e taxas inerentes: ☒ Net metering puro (sem contribuição) ☐ Penalização percentual  %

---

**Capacidade do sistema FV:**

Indicador Financeiro para escolha da potência ótima: ☐ PRI ☒ TIR (para  anos) ☐ VAL (para  anos) ☐ LCOE (para  anos)

Intervalo de potências considerado para iteração:  kW -  kW (Capacidade máxima do sistema - legislação do país) Steps (kW)

---

Seguimento do inversor: ☒ Sem patamares ☐ Com patamares Número de patamares:

☒ Multi-Inversores

Taxa de crescimento anual (consumos): <input type="text" value="0"/> %	Sujidade: <input type="text" value="4"/> %
Taxa de inflação anual da electricidade: <input type="text" value="4"/> %	Diferença entre módulos: <input type="text" value="3"/> %
Deterioração anual dos painéis solares: <input type="text" value="1"/> %	Perdas de Joule: <input type="text" value="2"/> %
Taxa de actualização: <input type="text" value="6"/> %	

**Figura 4.9 – Definições avançadas do projeto FV.**

Na segunda janela das ‘Definições Avançadas’ (Figura 4.10), relativa à orçamentação do projeto, o utilizador deverá configurar todos os dados necessários à elaboração do orçamento, tais como, preços dos painéis, inversores, estrutura, quadros elétricos, cablagem, canalizações, encarregado, projeto e acompanhamento, custos indiretos, margem de lucro, transporte de materiais, montagem de estruturas e painéis, instalação elétrica e logística. Os valores predefinidos nesta janela foram obtidos através da análise de dois orçamentos de projetos de sistemas FV disponibilizados pela empresa Engibase, Engenharia e Construção, Lda., com capacidades de 48,6 kW e 200 kW. A partir destes dois orçamentos, foi feita uma modelização dos preços do inversor, projeto e acompanhamento e cablagem, que pode ser usada como decisora do valor a atribuir a cada um destes três parâmetros. Para além desta opção, o utilizador pode ainda optar por definir o preço de cada parâmetro do orçamento em €/Wp, ou simplesmente especificar um preço fixo em € por elemento. Os preços dos painéis FV e inversores também podem ser definidos em função dos preços presentes na Base de Dados criada.

Parâmetro	Valor	Unidade
Painéis:	0.60	€/Wp
Inversores:	0.20	BD
PCM:	0	€
Estrutura:	0.1177	€/Wp
Encarregado:	0.0238	€/Wp
Projecto e Acompanhamento:	0.5	Modelo
Custos Indirectos:	18	%
Margem de Lucro	10	%
Quadros AC e Controlo:	0.049375	€/Wp
Cablagem:	0.05	Mod...
Canalizações:	0.009583	€/Wp
Transporte de Materiais:	0.011955	€/Wp
Montagem de Estruturas:	0.061317	€/Wp
Montagem de Painéis:	0.030782	€/Wp
Instalação Eléctrica:	0.071029	€/Wp
Logística:	0.016461	€/Wp

Guardar Orçamento

**Figura 4.10 – Definição dos parâmetros de orçamentação do projeto.**

#### 4.2.2 Análise Energética

Concluída a parametrização do projeto FV no menu principal, o utilizador seguirá para a próxima etapa do programa: **Análise Energética**. Ao clicar no botão ‘Avançar’, o programa iniciará o processo de recolha dos dados mensais do PVGIS, informando o utilizador através de uma janela de espera. O processo demora apenas alguns segundos, como referido anteriormente. Acabada a obtenção dos valores de irradiância solar e temperaturas diárias, o programa redirecionará o utilizador para o separador seguinte.

No menu de Análise Energética, o utilizador deverá clicar no botão ‘Calcular Potência Ótima’ que desencadeará o processo mais complexo e moroso da aplicação. Nesta fase, pretende-se obter a potência ótima teórica do sistema FV a instalar, baseada na metodologia implementada e considerando os parâmetros inseridos pelo utilizador no menu principal.

A escolha desta potência é realizada através de um processo iterativo, que percorre todas as potências pertencentes ao intervalo definido pelo utilizador na janela ‘Definições Avançadas’ do menu principal. Para cada potência será determinado o PRI, TIR, VAL, ou LCOE, consoante a opção selecionada nas definições do projeto. Para todos os indicadores, são calculadas as poupanças anuais e investimento inicial relativas a cada potência iterada. Consoante a opção selecionada, a escolha da capacidade ótima do sistema FV recairá sobre aquela que apresentar menor PRI ou LCOE, ou, em alternativa, maior TIR ou VAL. O cálculo destes indicadores está dependente da taxa de atualização especificada pelo utilizador nas ‘Definições Avançadas’, com exceção do TIR.

O valor do investimento inicial é estimado através do somatório dos diversos itens especificados na janela de orçamentação das ‘Definições Avançadas’ do projeto, que estão agrupados em custos de equipamento, mão-de-obra, custos indiretos e margem de lucro. Para cada potência iterada, é calculado um valor estimado de investimento inicial para a instalação do sistema FV dimensionado pelos algoritmos da ferramenta informática.

O perfil de consumos anual do utilizador, definido através da inserção dos ficheiros Excel no estágio inicial da simulação, é agora acedido pelo programa para determinar as estimativas mais realistas possíveis das despesas mensais de eletricidade pagas pelo consumidor. A aplicação efetuará a leitura dos ficheiros Excel, dia-a-dia, e hora-a-hora – os períodos horários estão definidos de 15 em 15 minutos, logo cada hora terá quatro leituras de consumos – identificando o período diário e sazonal de cada leitura, e aplicando a respetiva tarifa parametrizada no menu inicial do programa. Este processo requer um algoritmo extenso e complexo, tendo em conta que cada dia do ano possui 96 valores de leituras de consumos, e o programa terá de identificar o dia da semana a que corresponde cada leitura, o período horário - ponta, cheias, vazio normal ou super vazio – e a época sazonal (Verão/Inverno).

Concluído o processo de eleição da potência ótima, esta será apresentada no topo do separador ‘Análise Energética’. A partir deste ponto, o utilizador poderá consultar os PRI’s descontados, TIR’s, VAL’s ou LCOE’s calculados para cada potência iterada, e analisar a relação entre as curvas de consumos médios e produções FV mensais para a potência ótima selecionada. O separador apresentará duas áreas gráficas distintas, tal como mostra a Figura 4.11. A primeira área, à esquerda, incorpora três gráficos, onde o utilizador poderá observar representações de “Produção FV vs. Consumos Médios” (kW), “Diferenciais entre curvas” (kW)



e “Energias” (kWh) consoante o mês escolhido. Para cada mês, serão também apresentados três indicadores financeiros, todos eles sem IVA incluído:

- Custo Original (€/mês) – Representa o custo mensal dos consumos energéticos que teria de ser pago pelo consumidor caso este não possuísse nenhum sistema FV com *net metering*;
- Custo com FV (€/mês) – Traduz o custo mensal a ser pago pelo *prosumer* se este possuir o sistema FV previamente dimensionado em regime de *net metering*;
- Créditos acumulados (€/mês ou kWh/mês) – Representa o total de créditos (monetários ou energéticos) que não foram utilizados durante o mês selecionado, e que transitam para o mês seguinte. Estes créditos poderão ser usados para compensar possíveis consumos energéticos futuros.

São também exibidos dois indicadores de sustentabilidade:

- Rácio de Autoconsumo (%) – Percentagem anual da energia FV produzida que é autoconsumida instantaneamente pela instalação.
- Rácio de Autossuficiência (%) - Rácio entre a produção FV total e as necessidades energéticas anuais (consumos);

Na segunda área gráfica, à direita, o utilizador poderá consultar os seus dados de consumos e produções FV num determinado dia do ano, baseados no perfil de consumos inserido e no sistema FV dimensionado. Selecionando o dia pretendido através do calendário fornecido, o utilizador pode analisar quanto é que consumiu e quanto é que produziu na data escolhida.

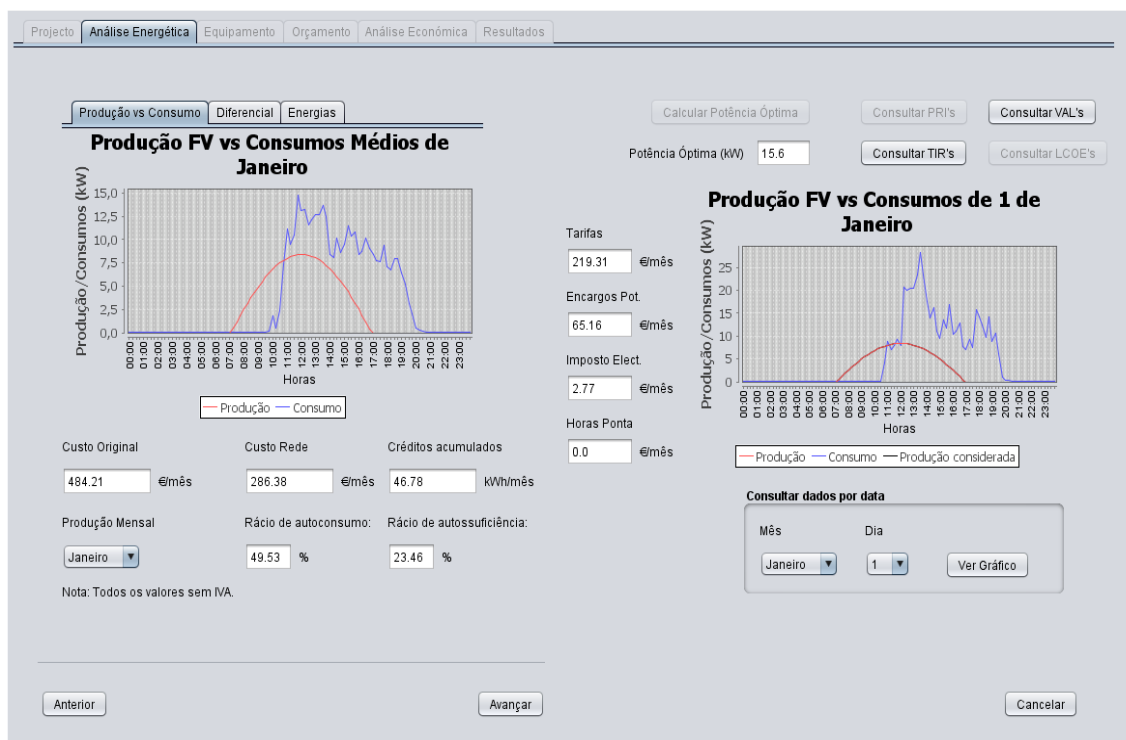


Figura 4.11 – Separador de Análise Energética do projeto.

#### 4.2.3 Consulta do Equipamento

Após efetuada a análise energética do projeto, o utilizador pode consultar os modelos dos painéis fotovoltaicos e do inversor que foram selecionados para o dimensionamento do sistema FV, assim como as características de cada um (Figura 4.12). Neste separador, denominado 'Equipamento', o utilizador tem ainda a possibilidade de substituir o modelo do painel FV pré-definido por um novo à sua escolha, de entre os disponíveis na base de dados. Esta mudança traduzir-se-á na necessidade de recalcular a potência ótima do sistema, devido às alterações das características do equipamento. O processo reencaminhará o utilizador de volta ao separador da análise energética, onde poderá identificar eventuais mudanças nas características do sistema FV redimensionado.

Projecto | Análise Energética | **Equipamento** | Orçamento | Análise Económica | Resultados

---


Painel fotovoltaico sugerido para a instalação:

Canadian Solar CS6X-300P

Potência: 300 W      Eficiência: 15.63 %

☒ Desejo escolher um novo painel      Recalcular

Preço: 200.0 €      Comprimento: 1.954 m      Largura: 0.982 m





---

Inversor sugerido para a potência ótima:

SMA SUNNY TRIPOWER 15000TL

Potência: 15.0 kW      Max. input voltage: 1000 V      Max. MPP voltage: 800 V

Max. input current: 36 A      Min. MPP voltage: 580 V



Anterior      Avançar      Cancelar

**Figura 4.12 – Consulta do equipamento selecionado para o projeto dimensionado.**

#### 4.2.4 Orçamento do Projeto

Concluída a configuração e validação do equipamento a ser utilizado no sistema FV, o programa procede para o separador de orçamentação do projeto, representado na Figura 4.13. Neste separador, o utilizador tem acesso ao mapa de trabalhos originado para o seu projeto, constituído pelo custo dos serviços e equipamentos necessários à concretização da obra. Se pretender, o utilizador pode ajustar os preços dos serviços e equipamentos, recalculando o custo total do investimento inicial do projeto.

Projecto | Análise Energética | Equipamento | **Orçamento** | Análise Económica | Resultados

**Equipamento**

	Qtd.	Valor Unitário	Valor Parcial
1. Painéis solares	52	180.0 €	9360.0 €
2. Inversor	1.0	2421.0 €	2421.0 €
3. PCM			0.0 €
4. Estrutura			1836.12 €
5. Instalação Elétrica			
5.1 Quadro AC e sistema de controlo			770.25 €
5.2 Cabiagem			225.32 €
5.3 Canalizações			149.49 €

**Outros Custos**

	Valor Parcial
6. Mão de Obra de Construção Civil e Electricidade	
6.1 Transporte de Materiais	186.5 €
6.2 Montagem de Estrutura	956.55 €
6.3 Montagem de Painéis	480.2 €
6.4 Instalação Elétrica	1108.05 €
6.5 Logística	256.79 €
7. Encarregado	371.28 €
8. Projecto e Acompanhamento Electrotécnico à Obra	968.14 €
9. Custos Indirectos	3436.14 €
10. Margem de Lucro	2252.58 €

Alterar o método de cálculo do orçamento: Definir Parâmetros

Actualiza o orçamento: Calcular Orçamento

**Custo Total** 24778.42 €

IVA 23 % 5699.04 €

**Total Final** 30477.46 €

Anterior Avançar Cancelar

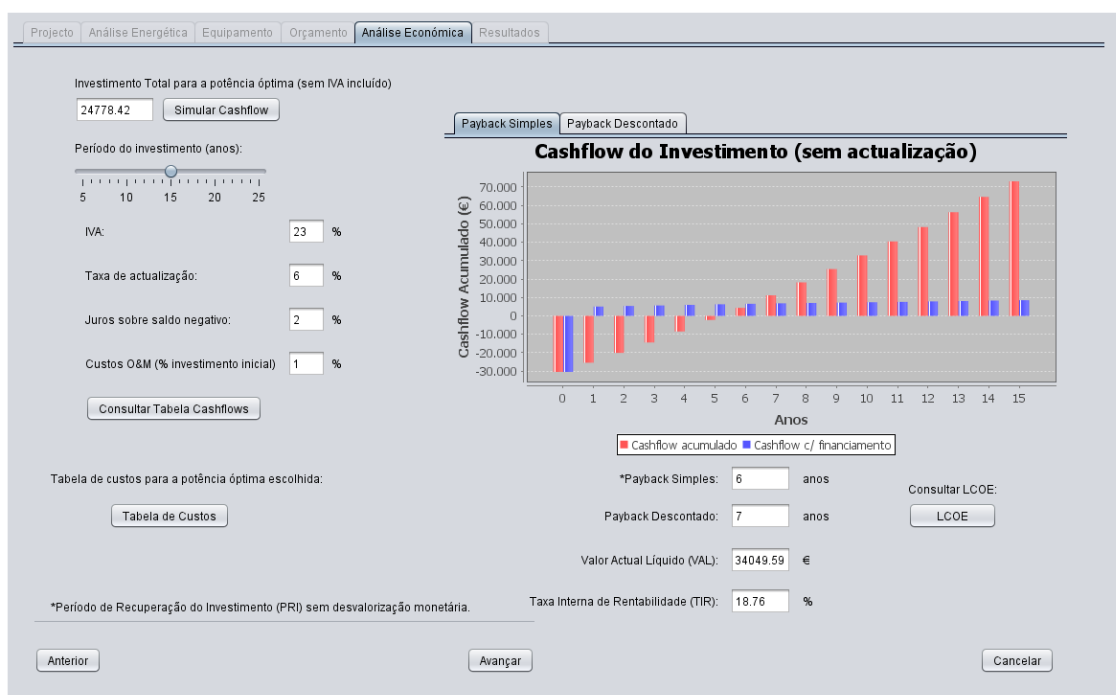
**Figura 4.13- Apresentação do orçamento do projeto FV.**

#### 4.2.5 Análise Financeira

A próxima etapa de simulação corresponde à análise financeira do projeto FV dimensionado. No separador 'Finanças', o utilizador terá acesso ao valor total do investimento calculado para a potência ótima selecionada, e poderá definir diversos parâmetros necessários à avaliação da viabilidade económica do projeto: IVA (%), taxa de atualização (%), juros sobre saldo negativo (%), custos de operação e manutenção (%) e o período do investimento (anos). Os custos O&M representam as despesas anuais que o proprietário terá com o seu sistema FV, com a limpeza dos módulos FV, monitorização e substituição de componentes (Lacchini & Dos Santos, 2013), sendo geralmente estimados como uma percentagem do investimento inicial da planta FV, assumindo valores entre 1-2%, consoante a sua dimensão (van Sark et al., 2014; Spertino et al., 2013; Olson et al., 2013; Swift, 2013; Wand & Leuthold, 2011; Qoaidier & Steinbrecht, 2010; Campoccia et al., 2009).

Ao 'Simular Cashflow', a aplicação usará todos os parâmetros inseridos neste separador, inclusive todos aqueles que foram previamente definidos na seção 'Definições Avançadas', para calcular os *cashflows* atualizados e acumulados durante o período de investimento escolhido. O processo demora alguns segundos, visto que os *cashflows* são calculados ano a ano, e têm de ser aplicados todos os parâmetros e taxas enunciadas.

Finalizados os cálculos, uma tabela e um gráfico surgirão no ecrã do utilizador. A tabela exibirá toda a informação financeira relevante à análise do projeto FV, assim como todos os *cashflows* calculados anualmente. No gráfico será possível observar a relação entre os *cashflows* atualizados (com financiamento) e o *cashflow* acumulado, assim como a sua evolução durante o período de investimento (Figura 4.14).



**Figura 4.14- Separador de Análise Financeira do projeto.**

Baseando-se nos parâmetros inseridos e nos respetivos *cashflows* apresentados, o algoritmo de avaliação económica de investimento procede ao cálculo de quatro indicadores financeiros – PRI simples, PRI descontado, VAL e TIR – apresentando-os ao utilizador. Para além destes quatro indicadores, é ainda disponibilizada uma janela onde é possível simular o valor LCOE para diferentes cenários (Figura 4.15). Nela são calculados os custos de produção de energia FV para um período de 25 anos - que corresponde ao tempo de vida típico utilizado no cálculo deste indicador (Seel et al., 2014; Christoforidis et al., 2013; Branker et al., 2011) - e para um tempo de vida do sistema FV à escolha do utilizador. Ambos os custos são apresentados com e sem IVA. Para que o utilizador compreenda quais as variáveis que influenciam o cálculo deste indicador, a janela exhibe a fórmula do LCOE, assim como a sua nomenclatura. O LCOE é calculado a partir dos valores de investimento inicial, custos O&M e taxa de atualização definidos e simulados no separador 'Análise Financeira'.

**Levelized Cost of Electricity**

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

T - Tempo de vida do sistema FV (anos)  
I - Investimento Inicial (€)  
Ct - Custos O&M no ano t (€)  
Et - Energia produzida pelo sistema FV durante o ano t (kWh)  
r - Taxa de actualização (%)

Tempo de vida do sistema FV a considerar (anos):

Sem IVA:

LCOE para 25 anos:  €/kWh      LCOE para X anos:  €/kWh

Com IVA incluído:

LCOE para 25 anos:  €/kWh      LCOE para X anos:  €/kWh     

**Figura 4.15 – Janela de cálculo do LCOE.**

Ainda no separador ‘Finanças’, o utilizador poderá consultar a ‘Tabela de Custos’ mensais, relativos ao primeiro ano de vida do projeto, tendo em conta o perfil de consumos disponibilizado. Nessa tabela constam os seguintes dados:

- Consumos sem FV (kWh) - consumos energéticos mensais sem sistema FV instalado;
- Custos sem FV (€) – custos da fatura elétrica mensal sem sistema FV instalado;
- Consumos com FV (kWh) – consumos energéticos mensais com o sistema FV instalado em regime de *net metering*;
- Custos com FV (€) – custos da fatura elétrica mensal com o sistema FV instalado em regime de *net metering*;
- Poupança Mensal (€) – Valor monetário que o *prosumer* poupa na sua fatura elétrica mensal, caso instale o sistema FV com *net metering* dimensionado;
- Valor da Energia Injetada (kWh ou €) – Valor energético ou monetário da energia excedente injetada na rede elétrica, consoante o tipo de créditos escolhido. Estes valores representam as compensações atribuídas provenientes do sistema de *net metering*;
- Créditos acumulados (kWh ou €) – Valor dos créditos acumulados, em kWh ou €, que não foram consumidos em determinado mês, e que transitam para o mês seguinte.

#### **4.2.6 Resultados**

Concluída a análise económica do projeto, o utilizador poderá avançar para o separador de Resultados, onde é disponibilizada toda a informação referente ao sistema FV dimensionado pelo programa, em função dos parâmetros configurados. Aqui, o utilizador poderá também observar a evolução do preço pago pela eletricidade, assim como a variação da potência contratada, caso se trate duma instalação industrial. Estes dados são apresentados graficamente neste separador.





## 5. RESULTADOS

Para avaliar a viabilidade económica e técnica de implementação de soluções de *net metering* em Portugal, e uma vez que os resultados desta estratégia são fortemente dependentes da aplicação visada, este trabalho baseou-se em dois estudos de caso, onde se procedeu à análise de dados reais já existentes para o setor residencial e à recolha de dados no terreno para o setor comercial.

Com o objetivo de considerar e comparar as principais políticas de *net metering* existentes, os seguintes cenários são analisados para ambos os estudos de caso com um sistema FV instalado: (a) *Net metering* puro com atribuição de créditos energéticos (kWh), (b) *Net metering* adaptado com atribuição de créditos energéticos (kWh) e pagamento das tarifas de Acesso às Redes, (c) *Net metering* puro com atribuição de créditos monetários ao preço de mercado (*TOU net metering*), (d) *Net metering* adaptado com atribuição de créditos monetários ao preço de mercado (*TOU net metering*) e pagamento das tarifas de Acesso às Redes. Nos cenários (a) e (c) são atribuídos créditos a 100% do valor de mercado da energia injetada na rede elétrica, em kWh e €, respetivamente. Por outro lado, nos cenários (b) e (d) considera-se uma penalização percentual que reflete o pagamento das tarifas de Acesso às Redes aos operadores de rede. Os preços da energia elétrica pagos pelos consumidores são determinados em cada ano pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e têm como principais componentes (EDP, 2014):

- A energia, que inclui os custos de produção e de comercialização e resulta dos preços formados no mercado de eletricidade;
- As redes, necessárias à veiculação da energia desde os centros electroprodutores até aos consumidores, sujeitas a regulação, sendo as tarifas de Uso das Redes aprovadas pela ERSE e englobadas nas tarifas de Acesso às Redes;
- Os CIEG, associados aos custos de política energética e de interesse económico geral, integrados também nas tarifas de Acesso às Redes, suportados por todos os consumidores.

A desagregação dos preços por cada um dos componentes depende do tipo de cliente, no entanto, estas tarifas devem ser pagas por todos os consumidores, situação que não acontece com o *net metering* puro, já abordada no subcapítulo 2.4.4.2.

Para todos os cenários, considerou-se que os créditos podem ser acumulados e usados durante um período de 12 meses, ao fim do qual são concedidos à comercializadora elétrica sem qualquer compensação. Face a esta condição, faz sentido que o sistema FV seja

dimensionado tendo em conta o perfil de consumos da instalação, e não sobredimensionado, cuja produção seja superior, em larga medida, aos consumos. A ideia do mecanismo de *net metering* é promover o autoconsumo e não a exportação excessiva à rede, que representará um desperdício de créditos no final de cada ano.

O processo de dimensionamento e otimização dos sistemas FV pode ser efetuado através de um dos quatro indicadores financeiros disponíveis – PRI, VAL, TIR e LCOE – de modo a identificar qual a potência que representa o melhor investimento a longo prazo para cada estudo de caso. No entanto, nesta dissertação, apenas são considerados os três primeiros - PRI, VAL e TIR -, uma vez que com o indicador LCOE, o programa tentará sempre obter a potência que origine o custo de produção de energia elétrica mais reduzido, verificando-se, para os casos estudados, o sobredimensionamento do sistema e a deterioração da viabilidade económica. Os diversos cenários são simulados com base nestes três indicadores financeiros separadamente, e comparados a fim de analisar a eficiência de cada um.

Tendo em conta que a Comissão Europeia propõe um período de vida de referência entre 15 a 25 anos para projetos do setor energético (Cucchiella & D’Adamo, 2012), optou-se pela realização de simulações baseadas em análises económicas para os extremos deste intervalo, de modo a comparar resultados. Embora o período de análise tipicamente assumido para o estudo deste tipo de projetos seja de 25 anos (Roy et al., 2014; Chandel et al., 2014; Sun et al., 2013; Koutroulis & Blaabjerg, 2013; Al-Badi et al., 2011), é interessante, até mesmo do ponto de vista do investidor, avaliar a escolha de potência do sistema FV a “curto prazo”, uma vez que o seu negócio/habitação poderá não ter uma durabilidade tão prolongada como 25 anos.

Para as simulações realizadas, recorreu-se a uma base de dados com inversores da SMA, onde constam preços indicativos de mercado facultados pela própria empresa. Em relação aos painéis fotovoltaicos, também foi criada uma base de dados com valores indicativos, no entanto, para a realização destas simulações, selecionou-se o painel fotovoltaico Canadian Solar CS6X-300, com potência nominal de 300 Wp e eficiência de 15,63%. Para fins de orçamentação, considerou-se um preço de 0,60 €/Wp para estes painéis FV, baseado na análise dos dois orçamentos disponibilizados pela empresa Engibase, Engenharia e Construção, Lda.

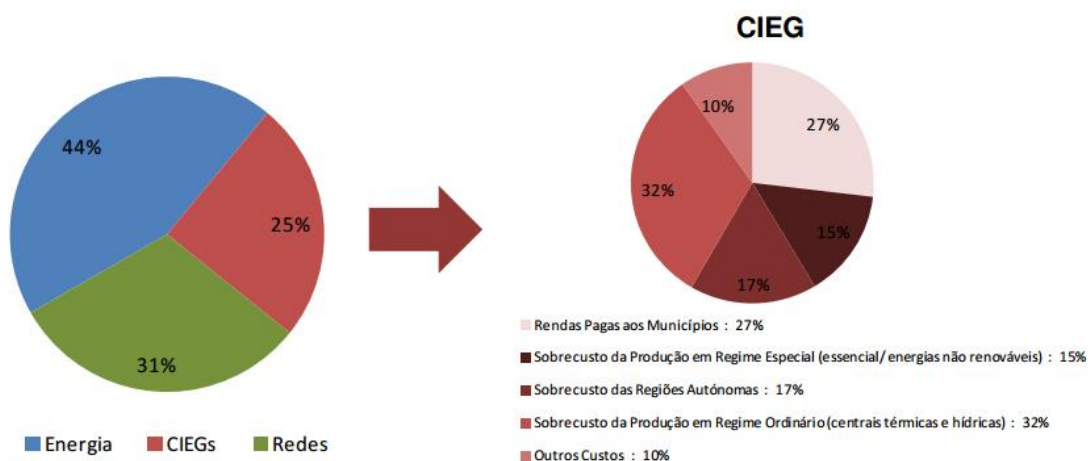
## 5.1 Setor Comercial

Para o estudo do setor comercial, foi escolhida uma empresa especializada em serviços de tratamento/manutenção têxtil (Limpeza-a-seco, Lavandaria e Engomadoria) localizada em Oeiras, onde foi instalado um analisador energético que recolheu dados de consumos durante uma semana. A potência contratada neste negócio é de 41,4 kVA com um tarifário tri-horário de Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA) da EDP, como mostra a Tabela 5.1. Os valores apresentados baseiam-se numa fatura elétrica da instalação respetiva a Dezembro de 2013.

**Tabela 5.1 - Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN (>20,7kVA).**

Encargos de potência	kVA	€/dia	€/kW
Tri-horária	41,4	2,1019	0,05077
Preço da energia ativa	Período horário	€/kWh	
Tri-horária	Horas de ponta	0,2858	
	Horas de cheias	0,1437	
	Horas de vazio	0,0822	

Os preços pagos pelos consumidores em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA apresentam a desagregação mostrada na Figura 5.1, evidenciando-se a composição dos CIEG.

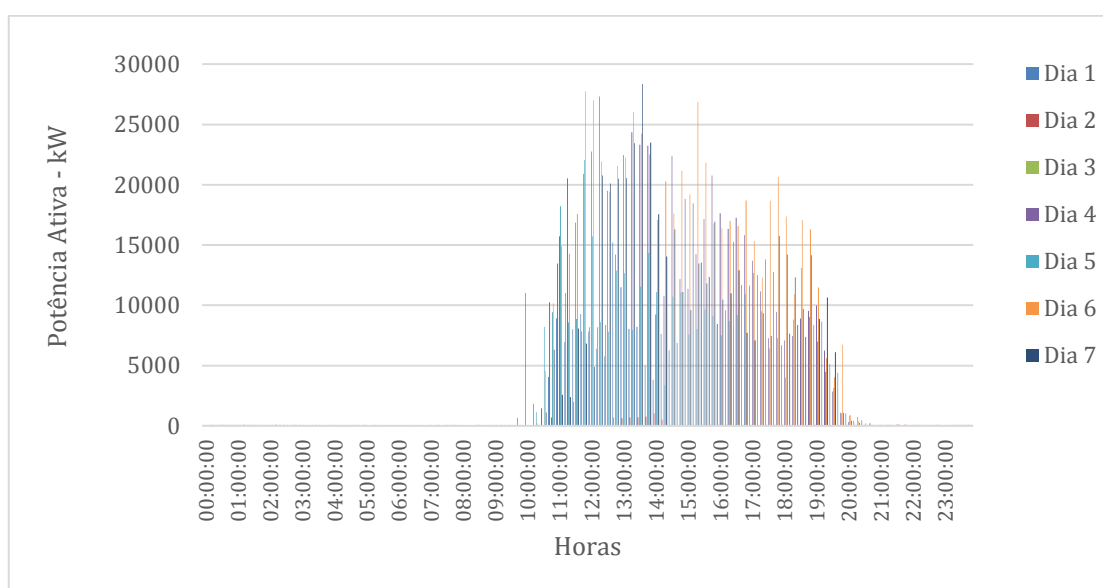


**Figura 5.1 – Estrutura dos preços de eletricidade em BTN > 20,7 kVA (Fonte: ERSE, 2013).**

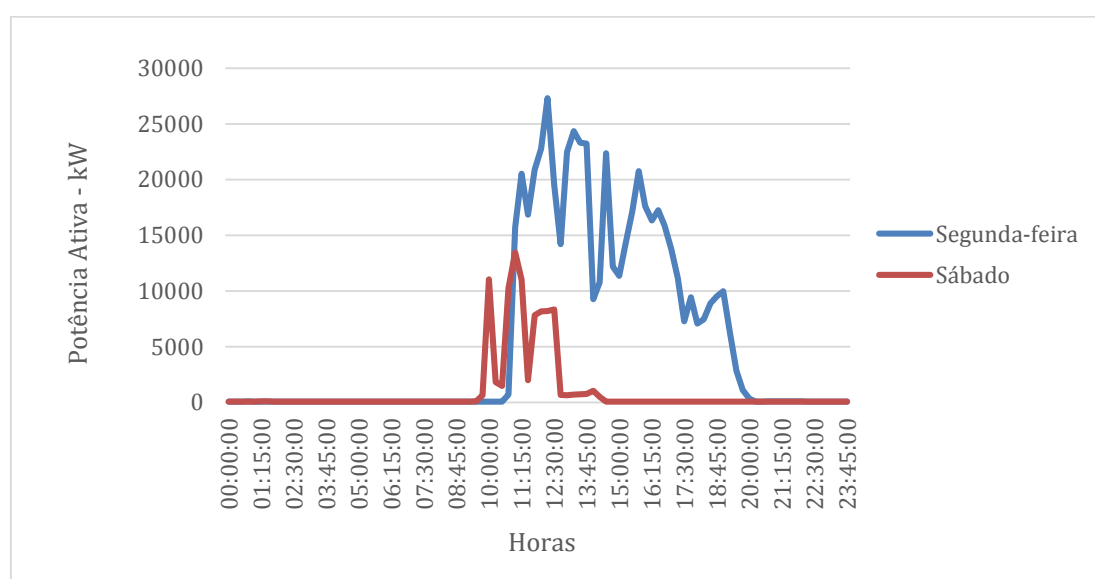
Tendo em conta a localização da instalação, assumiu-se uma inclinação ótima de 34° e azimute de 0°. Considerou-se que a instalação possui um perfil de consumos mensal constante ao longo do ano, baseado nos dados recolhidos no terreno – ilustrados na Figura 5.2 -,

estimado em 33046,94 kWh. O perfil de consumos deste comércio varia naturalmente consoante os dias da semana, apresentando consumos mais reduzidos durante o fim-de-semana, tal como ilustra a Figura 5.3.

Para todas as simulações deste estudo de caso, assumiu-se uma taxa de inflação anual do preço da eletricidade de 4% (estimativa segundo os dados PORDATA presentes nos Anexos 1) e custos anuais de Operação & Manutenção iguais a 1% do investimento inicial (Spertino et al., 2013). A Tabela 5.2 resume os parâmetros de entrada e suposições usadas para a simulação deste estudo de caso.



**Figura 5.2 – Diagrama de carga relativo à instalação comercial.**



**Figura 5.3 – Diferença de consumos entre dois dias da semana.**

**Tabela 5.2 - Parâmetros de entrada e suposições usadas para o estudo de caso do setor comercial.**

Parâmetro	Valor
<b><u>Dados da instalação</u></b>	
Localização	Oeiras
Inclinação	34°
Azimute	0°
Perfil de consumos anual	33.046,94 kWh
Potência contratada	41,4 kVA
<b><u>Dados económicos</u></b>	
Taxa de atualização	6%
Taxa de inflação anual da eletricidade	4%
Custos anuais de O&M (% investimento)	1%
Juros sobre saldo negativo	2%
IVA	23%
<b><u>Perdas</u></b>	
Deterioração anual dos painéis FV	1%
Sujidade	4%
Diferença entre módulos	3%
Perdas de Joule	2%

### 5.1.1 *Net Metering* Puro

Nesta modalidade de *net metering*, toda a energia injetada na rede elétrica é creditada ao valor económico da energia vendida pela comercializadora elétrica ao consumidor, representando o cenário mais otimista possível. Efetuaram-se duas simulações distintas, uma com atribuição de créditos energéticos, onde a quantidade de energia elétrica injetada é creditada em kWh, e outra, com atribuição de créditos monetários, ao preço de mercado por posto horário. As escolhas das potências obtidas foram baseadas em análises financeiras a 15 e 25 anos.

Na Tabela 5.3, são apresentados os resultados obtidos para as simulações do estudo de caso para o setor comercial com um esquema de *net metering* puro com atribuição de créditos energéticos, em kWh.

**Tabela 5.3 – Resultados para *net metering* puro com créditos energéticos (setor comercial).**

	Potência escolhida a 15 anos			Potência escolhida a 25 anos		
	PRI	TIR	VAL	PRI	TIR	VAL
<b>Potência ótima (kWp)</b>	16,5	15,6	17,1	16,5	15,6	19,2
<b>Investimento Inicial*</b>	26.025,73 €	24.778,42 €	26.857,22 €	26.025,73 €	24.778,42 €	29.767,09 €
<b>Payback simples</b>	6 anos	6 anos	6 anos	6 anos	6 anos	7 anos
<b>Payback descontado</b>	7 anos	7 anos	7 anos	7 anos	7 anos	8 anos
<b>VAL a 15 anos (€)</b>	35.415,78 €	34.047,87 €	35.590,78 €	35.415,78 €	34.047,87 €	33.282,05 €
<b>TIR a 15 anos (%)</b>	18,45%	18,76%	18,04%	18,45%	18,76%	16,27%
<b>VAL a 25 anos (€)</b>	67.322,54 €	64.214,06 €	68.755,09 €	67.322,54 €	64.214,06 €	70.409,73 €
<b>TIR a 25 anos (%)</b>	20,26%	20,52%	19,94%	20,26%	20,52%	18,54%
<b>LCOE 15 anos (€/kWh)</b>	0,0942	0,0948	0,0938	0,0942	0,0948	0,0927
<b>LCOE 25 anos (€/kWh)</b>	0,0761	0,0766	0,0758	0,0761	0,0766	0,0749
<b>Rácio Autoconsumo</b>	48,13%	48,89%	47,63%	48,13%	48,89%	45,88%
<b>Rácio Autossuficiência</b>	25,10%	23,74%	26%	25,10%	23,74%	29,17%
<b>Créditos Desperdiçados</b>	1726,6 kWh	280,01 kWh	2752,56 kWh	1726,6 kWh	280,01 kWh	6448,02 kWh

\*Valor sem IVA incluído.

A Tabela 5.4, por sua vez, resume os resultados obtidos para as simulações do estudo de caso comercial com um esquema de *net metering* puro com atribuição de créditos monetários, em €, ao valor de mercado por posto horário.

**Tabela 5.4 - Resultados para *net metering* puro com créditos monetários (setor comercial).**

	Potência escolhida a 15 anos			Potência escolhida a 25 anos		
	PRI	TIR	VAL	PRI	TIR	VAL
<b>Potência ótima (kWp)</b>	18	16,2	18	19,8	16,2	20,4
<b>Investimento Inicial*</b>	28.104,38 €	25.609,97 €	28.104,38 €	30.598,39 €	25.609,97 €	31.429,63 €
<b>Payback simples</b>	6 anos	6 anos	6 anos	7 anos	6 anos	7 anos
<b>Payback descontado</b>	8 anos	7 anos	8 anos	8 anos	7 anos	9 anos
<b>VAL a 15 anos (€)</b>	32.753,08 €	31.424,35 €	32.753,08 €	30.802,12 €	31.424,35 €	29.999,36 €
<b>TIR a 15 anos (%)</b>	16,73%	17,51%	16,73%	15,37%	17,51%	14,93%
<b>VAL a 25 anos (€)</b>	65.839,17 €	61.214,8 €	65.839,17 €	66.943,04 €	61.214,8 €	66.771,24 €
<b>TIR a 25 anos (%)</b>	18,82%	19,44%	18,82%	17,76%	19,44%	17,41%
<b>LCOE 15 anos (€/kWh)</b>	0,0933	0,0944	0,0933	0,0924	0,0944	0,0922
<b>LCOE 25 anos (€/kWh)</b>	0,0754	0,0763	0,0754	0,0747	0,0763	0,0745
<b>Rácio Autoconsumo</b>	46,87%	48,38%	46,87%	45,39%	48,38%	44,91%
<b>Rácio Autossuficiência</b>	27,36%	24,64%	27,36%	30,08%	24,64%	30,98%
<b>Créditos Desperdiçados</b>	429,53 €	6,55 €	429,53 €	860,25 €	6,55 €	1.003,63 €

\*Valor sem IVA incluído.

Analisando as Tabelas 5.3 e 5.4, é possível constatar que os resultados obtidos são pouco concordantes em relação à potência ótima escolhida, uma vez que, para cada indicador financeiro, é eleita quase sempre uma potência diferente. No entanto, os valores de VAL e TIR para cada potência escolhida, são relativamente aproximados, havendo uma redução de TIR em detrimento de um VAL superior, com a escolha de potências mais elevadas. Para os indicadores PRI e VAL, verifica-se um desperdício considerável de créditos acumulados ao fim dos primeiros 12 meses, o que demonstra um sobredimensionamento do sistema FV a fim de aumentar os lucros (VAL). Os resultados obtidos para a atribuição de créditos energéticos são ligeiramente favoráveis em relação ao esquema com atribuição de créditos monetários, com valores de VAL e TIR superiores.

### **5.1.2 *Net Metering* Adaptado (Penalização Percentual)**

Nesta modalidade de *net metering* adaptado, a energia injetada na rede elétrica é creditada a um valor económico inferior ao valor da energia vendida pela comercializadora elétrica ao consumidor. Para este efeito, considera-se uma penalização percentual que reflete o pagamento pelo uso das redes (transporte e distribuição) e pelo uso global do sistema (gestão técnica do sistema, regulação e custos de política energética, ambiental e de interesse económico geral), ao contrário do *net metering* puro. Segundo os dados da ERSE, apresentados na Figura 5.1, esta parcela (CIEGs+Redes) representa 56% do valor do preço da eletricidade. As simulações foram realizadas com escolha de potências ótimas baseadas em análises financeiras a 15 e 25 anos.

A Tabela 5.5 mostra os resultados obtidos para as simulações do estudo de caso para comercial com um esquema de *net metering* adaptado com atribuição de créditos energéticos, em kWh, com penalizações percentuais de 56%.

**Tabela 5.5 - Resultados para *net metering* adaptado com créditos energéticos (setor comercial).**

	Potência escolhida a 15 anos			Potência escolhida a 25 anos		
	PRI	TIR	VAL	PRI	TIR	VAL
<b>Potência ótima (kWp)</b>	24,3	12,6	27	24,6	12,6	27
<b>Investimento Inicial</b>	37.899,92 €	20.085,19 €	41.638,70 €	38.315,39 €	20.085,19 €	41.638,70 €
<b>Payback simples</b>	8 anos	8 anos	9 anos	8 anos	8 anos	9 anos
<b>Payback descontado</b>	11 anos	10 anos	12 anos	11 anos	10 anos	12 anos
<b>VAL a 15 anos (€)</b>	18.117,13 €	11.716,1 €	15.105,57 €	18.004,13 €	11.716,1 €	15.105,57 €
<b>TIR a 15 anos (%)</b>	10,81%	11,85%	9,65%	10,72%	11,85%	9,65%
<b>VAL a 25 anos (€)</b>	50.311,67 €	29.334,9 €	50.737,14 €	50.556,9 €	29.334,9 €	50.737,14 €
<b>TIR a 25 anos (%)</b>	13,82%	14,65%	13,03%	13,76%	14,65%	13,03%
<b>LCOE 15 anos (€/kWh)</b>	0,093	0,0958	0,092	0,0929	0,0958	0,092
<b>LCOE 25 anos (€/kWh)</b>	0,0751	0,0774	0,0743	0,075	0,0774	0,0743
<b>Rácio Autoconsumo</b>	41,76%	51,50%	39,63%	41,52%	51,50%	39,63%
<b>Rácio Autossuficiência</b>	37,03%	19,05%	41,11%	37,49%	19,05%	41,11%
<b>Créditos Desperdiçados</b>	1350,78 kWh	14,19 kWh	3928,51 kWh	1625,8 kWh	14,19 kWh	3928,51 kWh

\*Valor sem IVA incluído.

Na Tabela 5.6, são apresentados os resultados obtidos para as simulações do estudo de caso para o setor comercial com um esquema de *net metering* adaptado com atribuição de créditos monetários, em €, ao valor de mercado por posto horário, com penalizações percentuais de 56%.

**Tabela 5.6 - Resultados para *net metering* adaptado com créditos monetários (setor comercial).**

	Potência escolhida a 15 anos			Potência escolhida a 25 anos		
	PRI	TIR	VAL	PRI	TIR	VAL
<b>Potência ótima (kWp)</b>	21,3	11,4	24,9	21,3	11,4	27,3
<b>Investimento Inicial</b>	32.676,42 €	18.277,43 €	38.730,84 €	32.676,42 €	18.277,43 €	42.054,07 €
<b>Payback simples</b>	8 anos	8 anos	9 anos	8 anos	8 anos	9 anos
<b>Payback descontado</b>	11 anos	11 anos	12 anos	11 anos	11 anos	12 anos
<b>VAL a 15 anos (€)</b>	15.718,64 €	9.376,46 €	15.464,89 €	15.718,64 €	9.376,46 €	12.947,85 €
<b>TIR a 15 anos (%)</b>	10,87%	11,19%	10,06%	10,87%	11,19%	9,13%
<b>VAL a 25 anos (€)</b>	43.532,87 €	25.034,61 €	47.411,89 €	43.532,87 €	25.034,61 €	47.497,3 €
<b>TIR a 25 anos (%)</b>	13,89%	14,13%	13,25%	13,89%	14,13%	12,59%
<b>LCOE 15 anos (€/kWh)</b>	0,0918	0,0961	0,0927	0,0918	0,0961	0,0919
<b>LCOE 25 anos (€/kWh)</b>	0,0742	0,0776	0,0749	0,0742	0,0776	0,0743
<b>Rácio Autoconsumo</b>	44,20%	52,53%	41,28%	44,20%	52,53%	39,40%
<b>Rácio Autossuficiência</b>	32,33%	17,28%	37,94%	32,33%	17,28%	41,56%
<b>Créditos Desperdiçados</b>	3,85 €	1,73 €	172,85 €	3,85 €	1,73 €	487,97 €

\*Valor sem IVA incluído.



Aplicadas as reduções nos créditos atribuídos, era expectável que estas tivessem um impacto negativo sobre os resultados obtidos. Apesar deste cenário se confirmar, os resultados mantiveram-se bastante favoráveis, com os indicadores TIR e VAL a confirmar a viabilidade económica do investimento para todas as potências eleitas. Em contrapartida, estas penalizações obrigaram a um aumento substancial da potência FV instalada de modo a compensar as perdas nas receitas, com exceção da potência escolhida baseada no indicador TIR – potência inferior àquela obtida nos resultados de 5.1.1.

### 5.1.3 Análise de Resultados

Concluídas as simulações para os diversos cenários e esquemas de *net metering* aplicáveis ao estudo de caso comercial, confirma-se a viabilidade económica para todos os casos simulados. Com naturalidade, o esquema de *net metering* puro apresenta-se como a melhor opção face aos resultados obtidos, sendo que a atribuição de créditos energéticos é ligeiramente vantajosa em relação aos créditos monetários.

Analisando os resultados desta modalidade, e face ao desperdício de créditos verificado para as potências escolhidas baseadas nos indicadores PRI e VAL, fruto do sobredimensionamento do sistema FV, assim como à elevada dependência destes dois indicadores financeiros relativamente ao valor da taxa de atualização – existe grande incerteza na escolha deste valor (Branker et al., 2011) -, atribuiu-se preferência à escolha da potência baseada no indicador TIR, visto que o seu valor é independente da taxa de atualização. Por uma questão de sensibilidade, e tendo em conta o setor em análise, do ponto de vista do cliente é mais interessante analisar o seu investimento a 15 anos, uma vez que o seu negócio poderá não ter um tempo de vida tão prolongado como 25 anos. Posto isto, considera-se que a melhor opção seria a instalação de um sistema FV com potência de 15,6 kWp para um esquema de *net metering* puro com atribuição de créditos energéticos. Ao fim de 15 anos, verificar-se-ia um VAL de 34.047,87 € e TIR de 18,76%, enquanto para 25 anos, obter-se-ia um VAL de 64.214,06 € e TIR de 20,52%, face a um investimento inicial de 24.778,42 € (sem IVA). O capital investido seria amortizado ao fim de 7 anos (PRI descontado).

Em relação ao esquema de *net metering* adaptado, e mantendo o critério de seleção utilizado anteriormente, a escolha recairia sobre a instalação de um sistema FV com potência de 12,6 kWp com atribuição de créditos energéticos. Ao fim de 15 anos, verificar-se-ia um VAL de 11.716,1 € e TIR de 11,85%, enquanto para 25 anos, obter-se-ia um VAL de 29.334,9 € e TIR de 14,65%, face a um investimento inicial de 20.085,19 € (sem IVA). O capital investido seria amortizado ao fim de 10 anos (PRI descontado).

Verifica-se ainda, que todos os valores de LCOE obtidos para cada potência são inferiores ao preço da eletricidade cobrado pela EDP a clientes finais em BTN (>20,7kVA), situado nos 0,1706 €/kWh – média ponderada entre os preços da energia ativa em horas de ponta, vazio e cheias. Estes resultados confirmam a chegada da paridade de rede ao setor comercial em Portugal.

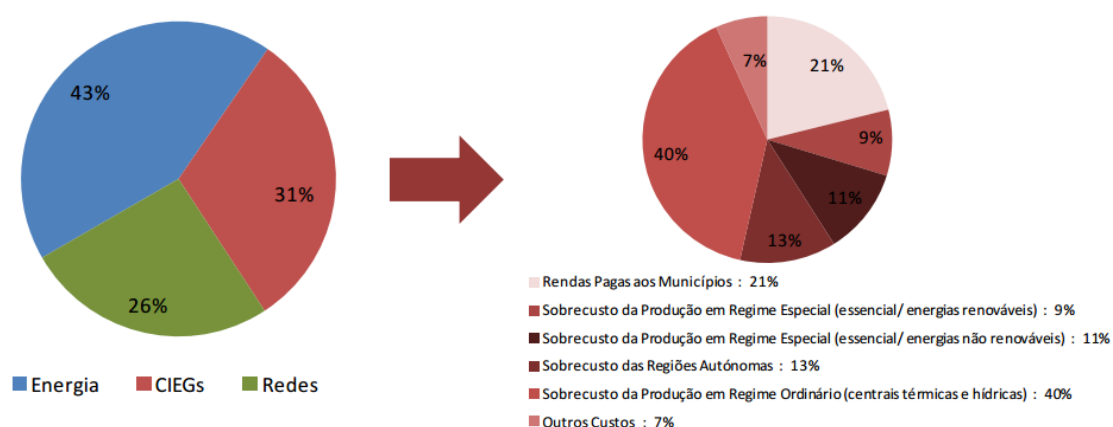
## 5.2 Setor Residencial

Para o estudo do setor residencial, utilizaram-se dados reais já existentes de consumos de uma habitação. Considerou-se que esta habitação está localizada em Lisboa, tendo uma potência contratada de 3,45 kVA com tarifa tri-horária da EDP, como mostra a Tabela 5.7.

**Tabela 5.7 - Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN ( $\leq 20,7$ kVA).**

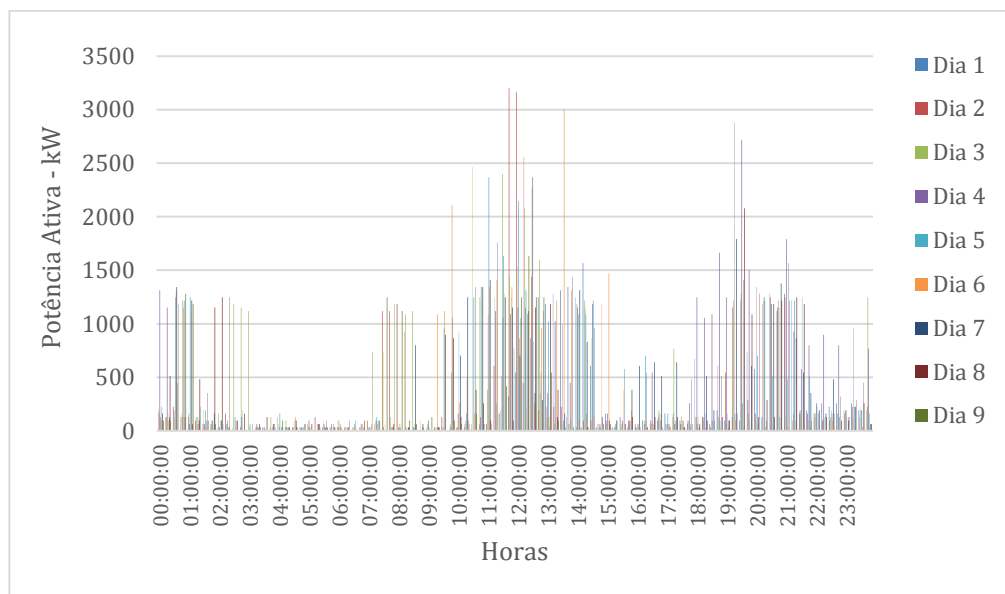
Encargos de potência	kVA	€/dia	€/kW
Tri-horária	3,45	0,1526	0,044232
Preço da energia ativa	Período horário	€/kWh	
Tri-horária	Horas de ponta	0,2029	
	Horas de cheias	0,1613	
	Horas de vazio	0,0946	

Os preços pagos pelos consumidores em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA apresentam a desagregação mostrada na Figura 5.4, evidenciando-se a composição dos CIEG.

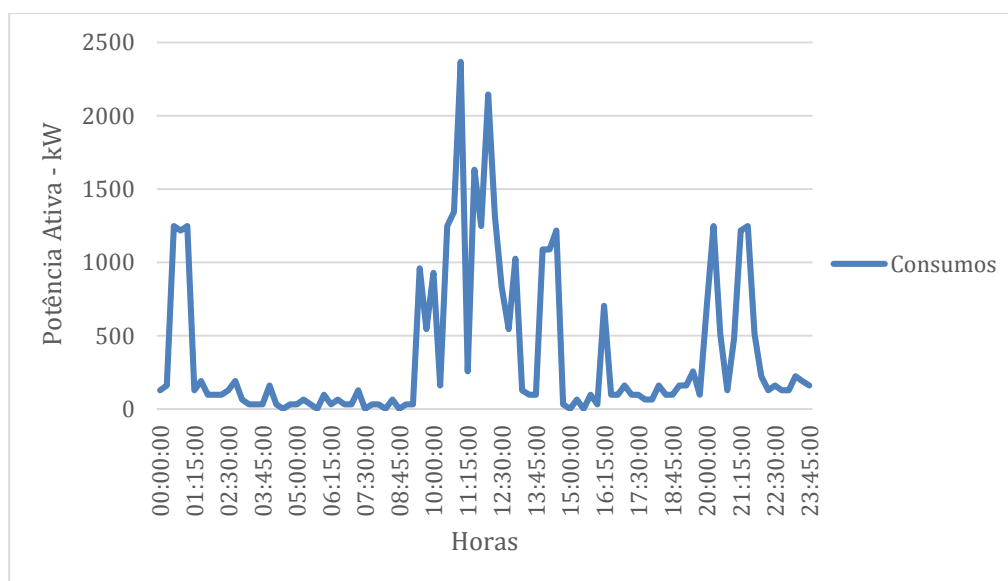


**Figura 5.4 - Estrutura dos preços de eletricidade em BTN  $\leq 20,7$  kVA (Fonte: ERSE, 2013).**

Tendo em conta a localização da instalação, e os dados fornecidos pelo PVGIS, considerou-se uma inclinação ótima de 34° e azimute de 0°. Novamente, considerou-se que a instalação possui um perfil mensal de consumos constante ao longo do ano, baseado nos dados previamente recolhidos e disponibilizados – representados na Figura 5.5-, estimado em 3063 kWh. A Figura 5.6 ilustra os consumos domésticos durante um dia específico da semana. A Tabela 5.8 resume os parâmetros de entrada e suposições usadas para a simulação deste estudo de caso.



**Figura 5.5 – Diagrama de carga relativo à instalação residencial.**



**Figura 5.6 – Exemplo de um dia de consumos da residência em estudo.**

**Tabela 5.8 - Parâmetros de entrada e suposições usadas para o estudo de caso residencial.**

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
<u><i>Dados da instalação</i></u>	
Localização	Lisboa
Inclinação	34°
Azimute	0°
Perfil de consumos anual	3063 kWh
Potência contratada	3,45 kVA
<u><i>Dados económicos</i></u>	
Taxa de atualização	6%
Taxa de inflação anual da eletricidade	4%
Custos anuais de O&M (% investimento)	1%
Juros sobre saldo negativo	2%
IVA	23%
<u><i>Perdas</i></u>	
Deterioração anual dos painéis FV	1%
Sujidade	4%
Diferença entre módulos	3%
Perdas de Joule	2%

### **5.2.1 Net Metering Puro**

Na Tabela 5.9, são apresentados ambos os resultados obtidos para as simulações do estudo de caso do setor residencial com um esquema de *net metering* puro com atribuição de créditos energéticos, em kWh, assim como créditos monetários, em €, ao valor de mercado por posto horário. Como os resultados para as análises económicas a 15 e 25 anos foram idênticos para ambos os esquemas de *net metering*, simplificou-se a apresentação dos dados obtidos incluindo ambas as modalidades na Tabela 5.9.

**Tabela 5.9 - Resultados para *net metering* puro com créditos energéticos e monetários (setor residencial).**

	Créditos Energéticos (kWh)			Créditos Monetários (€)		
	PRI	TIR	VAL	PRI	TIR	VAL
<b>Potência ótima (kWp)</b>	1,8	1,5	1,8	1,8	1,5	1,8
<b>Investimento Inicial*</b>	3.284,57 €	2.868,26 €	3.284,57 €	3.284,57 €	2.868,26 €	3.284,57 €
<b>Payback simples</b>	8 anos	8 anos	8 anos	8 anos	8 anos	8 anos
<b>Payback descontado</b>	11 anos	10 anos	11 anos	11 anos	10 anos	11 anos
<b>VAL a 15 anos</b>	1.848,27 €	1.729,02 €	1.848,27 €	1.786,18 €	1.828,88 €	1.786,18 €
<b>TIR a 15 anos</b>	11,51%	12,03%	11,51%	11,34%	12,36%	11,34%
<b>VAL a 25 anos</b>	4.912,36 €	4.294,56 €	4.912,36 €	4.896,49 €	4.419,70 €	4.896,49 €
<b>TIR a 25 anos</b>	14,49%	14,82%	14,49%	14,41%	15,08%	14,41%
<b>LCOE 15 anos (€/kWh)</b>	0,1186	0,1244	0,1186	0,1186	0,1244	0,1186
<b>LCOE 25 anos (€/kWh)</b>	0,0958	0,1005	0,0958	0,0958	0,1005	0,0958
<b>Rácio Autoconsumo</b>	40,46%	43,79%	40,46%	40,46%	43,79%	40,46%
<b>Rácio Autossuficiência</b>	27,14%	22,60%	27,14%	27,14%	22,60%	27,14%
<b>Créditos Desperdiçados</b>	386,32 kWh	0 kWh	386,32 kWh	68,04 €	0 €	68,04 €

\*Valor sem IVA incluído.

Analisando a Tabela 5.9, é possível constatar, que para ambos os esquemas de *net metering* – créditos energéticos e monetários-, foram eleitas as mesmas potências ótimas para cada indicador financeiro. No entanto, os valores de alguns parâmetros são ligeiramente diferentes entre os dois esquemas, nomeadamente o VAL, TIR e a quantidade de créditos desperdiçados ao fim do primeiro ano. Para os indicadores PRI e VAL, a potência ótima escolhida foi de 1,8 kWp, enquanto para o TIR esta ficou-se pelos 1,5 kWp. No caso da potência de 1,5 kWp, todos os créditos são consumidos durante os primeiros 12 meses, não havendo desperdício de energia injetada na rede, ao contrário do que acontece para a potência de 1,8 kWp. Verifica-se ainda, que a atribuição de créditos monetários é mais rentável para uma potência de 1,5 kWp, enquanto para uma potência de 1,8 kWp, a atribuição de créditos energéticos apresenta melhores resultados.

### 5.2.2 Net Metering Adaptado (Penalização Percentual)

Nesta modalidade de *net metering* adaptado, considera-se uma penalização percentual que reflete o pagamento das tarifas de Acesso às Redes, ao contrário do *net metering* puro. Segundo os dados da ERSE, apresentados na Figura 5.4, esta parcela

(CIEGs+Redes) representa 57% do valor do preço da eletricidade para o setor residencial. As escolhas das potências ótimas foram baseadas em análises financeiras a 15 e 25 anos, para ambos os esquemas de *net metering* considerados.

Na Tabela 5.10, são apresentados os resultados obtidos das simulações do estudo de caso residencial com um esquema de *net metering* adaptado com atribuição de créditos energéticos, em kWh, e penalizações percentuais de 57%.

**Tabela 5.10 – Resultados para *net metering* adaptado com créditos energéticos (setor residencial).**

	Potência escolhida a 15 anos			Potência escolhida a 25 anos		
	PRI	TIR	VAL	PRI	TIR	VAL
<b>Potência ótima (kWp)</b>	1,8	1,8	1,8	2,4	1,8	2,7
<b>Investimento Inicial*</b>	3.284,57 €	3.284,57 €	3.284,57 €	4.293,67 €	3.284,57 €	4.709,93 €
<b>Payback simples</b>	11 anos	11 anos	11 anos	12 anos	11 anos	12 anos
<b>Payback descontado</b>	16 anos	16 anos	16 anos	17 anos	16 anos	17 anos
<b>VAL a 15 anos</b>	-69,30 €	-69,30 €	-69,30 €	-370,75 €	-69,30 €	-478,42 €
<b>TIR a 15 anos</b>	5,77%	5,77%	5,77%	5,04%	5,77%	4,87%
<b>VAL a 25 anos</b>	2.020,23 €	2.020,23 €	2.020,23 €	2.267,86 €	2.020,23 €	2.403,28 €
<b>TIR a 25 anos</b>	9,88%	9,88%	9,88%	9,35%	9,88%	9,23%
<b>LCOE 15 anos (€/kWh)</b>	0,1186	0,1186	0,1186	0,116	0,1186	0,1131
<b>LCOE 25 anos (€/kWh)</b>	0,0958	0,0958	0,0958	0,0937	0,0958	0,0914
<b>Rácio Autoconsumo</b>	40,46%	40,46%	40,46%	34,04%	40,46%	31,36%
<b>Rácio Autossuficiência</b>	27,14%	27,14%	27,14%	36,29%	27,14%	40,81%
<b>Créditos Desperdiçados</b>	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	108,91 kWh

\*Valor sem IVA incluído.

Na Tabela 5.11, são apresentados os resultados obtidos para as simulações do estudo de caso residencial com um esquema de *net metering* adaptado com atribuição de créditos monetários, em €, ao valor de mercado por posto horário, com penalizações percentuais de 57%.

**Tabela 5.11 - Resultados para *net metering* adaptado com créditos monetários (setor residencial).**

	Potência escolhida a 15 anos			Potência escolhida a 25 anos		
	PRI	TIR	VAL	PRI	TIR	VAL
<b>Potência ótima (kWp)</b>	2,4	1,8	2,4	2,4	1,8	2,7
<b>Investimento Inicial*</b>	4.293,67 €	3.284,57 €	4.293,67 €	4.293,67 €	3.284,57 €	4.709,93 €
<b>Payback simples</b>	11 anos	11 anos	11 anos	11 anos	11 anos	12 anos
<b>Payback descontado</b>	16 anos	16 anos	16 anos	16 anos	16 anos	17 anos
<b>VAL a 15 anos (€)</b>	-273,39 €	-45,61 €	-273,39 €	-273,39 €	-45,61 €	-480,94 €
<b>TIR a 15 anos (%)</b>	5,30%	5,85%	5,30%	5,30%	5,85%	4,88%
<b>VAL a 25 anos (€)</b>	2.389,73 €	2.044,24 €	2.389,73 €	2.389,73 €	2.044,24 €	2.445,69 €
<b>TIR a 25 anos (%)</b>	9,53%	9,93%	9,53%	9,53%	9,93%	9,25%
<b>LCOE 15 anos (€/kWh)</b>	0,116	0,1186	0,116	0,116	0,1186	0,1131
<b>LCOE 25 anos (€/kWh)</b>	0,0937	0,0958	0,0937	0,0937	0,0958	0,0914
<b>Rácio Autoconsumo</b>	34,04%	40,46%	34,04%	34,04%	40,46%	31,36%
<b>Rácio Autossuficiência</b>	36,29%	27,14%	36,29%	36,29%	27,14%	40,81%
<b>Créditos Desperdiçados</b>	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	27,80 €

\*Valor sem IVA incluído.

Aplicadas as reduções nos créditos atribuídos, era expectável que estas tivessem um impacto negativo sobre os resultados obtidos, tal como se confirmou. Os períodos de retorno do investimento sofreram subidas consideráveis, em relação aos resultados do *net metering* puro, tornando o investimento inviável para uma análise financeira a 15 anos, devido aos valores VAL negativos. No entanto, se se considerar um investimento a 25 anos, todos os projetos são considerados viáveis. Para as potências de 1,8 kWp e 2,4 kWp, todos os créditos são consumidos durante os primeiros 12 meses de vida do sistema, o que representa um dimensionamento adequado. Neste caso, os resultados obtidos para a atribuição de créditos monetários são ligeiramente vantajosos em relação ao esquema com atribuição de créditos energéticos, com valores de VAL e TIR superiores.

### 5.2.3 Análise de Resultados

Concluídas as simulações para os diversos cenários e esquemas de *net metering* aplicáveis ao estudo de caso residencial, confirma-se a viabilidade económica para ambos os esquemas de *net metering* puro. Por outro lado, os cenários de *net metering* adaptados simulados, só são considerados viáveis para um período de investimento superior a 15 anos, devido à amortização do capital investido ocorrer ao fim de 16 anos (PRI descontado). Face a

estes resultados, o esquema de *net metering* puro apresenta-se como a melhor opção aplicável para este estudo de caso.

Tendo em conta as razões anteriormente apresentadas em 5.1.3, atribuiu-se novamente preferência à escolha da potência ótima baseada no indicador TIR, visto que o seu valor é independente da taxa de atualização e por não se verificar desperdício de créditos ao fim dos primeiros 12 meses de vida do sistema. Posto isto, considera-se que a melhor opção seria a instalação de um sistema FV com potência de 1,5 kWp para um esquema de *net metering* puro com atribuição de créditos monetários. Ao fim de 15 anos, verificar-se-ia um VAL de 1.828,88 € e TIR de 12,36%, enquanto para 25 anos, obter-se-ia um VAL de 4.419,70 € e TIR de 15,08%, face a um investimento inicial de 2.868,26 € (sem IVA). O capital investido seria amortizado ao fim de 10 anos (PRI descontado).

Em relação ao esquema de *net metering* adaptado, e mantendo o critério de seleção utilizado anteriormente, a escolha recairia sobre a instalação de um sistema FV com potência de 1,8 kWp com atribuição de créditos monetários. Ao fim de 15 anos, verificar-se-ia um VAL negativo de -45,61 € e TIR de 5,85%, enquanto para 25 anos, obter-se-ia um VAL de 2.044,24 € e TIR de 9,93%, face a um investimento inicial de 3.284,57 € (sem IVA). O capital investido seria amortizado ao fim de 16 anos (PRI descontado).

Verifica-se ainda, que todos os valores de LCOE obtidos para cada potência são inferiores ao preço da eletricidade cobrado pela EDP a clientes finais em BTN ( $\leq 20,7\text{kVA}$ ), situado nos 0,1529 €/kWh – Tarifa Simples para potências  $> 2,3\text{ kVA}$  até  $6,9\text{ kVA}$ . Estes resultados confirmam a chegada da paridade de rede ao setor residencial em Portugal.

### 5.3 Síntese e Comentários

Neste capítulo, apresentaram-se e analisaram-se os resultados obtidos das simulações efetuadas com a aplicação informática desenvolvida neste trabalho, para os dois estudos de caso considerados – setor comercial e residencial. A partir dos diversos cenários simulados, realizou-se uma avaliação de viabilidade económica em relação à adoção de estratégias de *net metering* em Portugal, assim como uma análise relativamente ao conceito de paridade de rede.

No que concerne aos resultados obtidos, é importante referir que a escolha da potência do sistema terá sempre de ter em conta diversos fatores, como a disponibilidade financeira do cliente e a área disponível para a instalação dos painéis fotovoltaicos. Estes fatores não são considerados na escolha da potência ótima dos sistemas FV neste trabalho, o



que condiciona os resultados obtidos. A potência ideal de um sistema FV varia naturalmente de caso para caso, consoante as capacidades e interesses de cada investidor, face aos resultados originados por cada critério de decisão suportado pela ferramenta informática desenvolvida.

Na análise de viabilidade económica realizada, atribuiu-se preferência ao uso do indicador financeiro TIR como decisor da potência ótima a instalar face a um determinado consumidor. Apesar do VAL ser o critério de seleção de projetos favorecido pela maioria da literatura existente, na realidade, a prática financeira afasta-se da teoria, dando preferência com alguma frequência à utilização do TIR, talvez devido à sua facilidade de comparação com a taxa de atualização (Weber, 2014; Cooper et al., 2011; Osborne, 2010; Magni, 2010). Face às simulações efetuadas, observou-se que as potências escolhidas baseadas no indicador VAL representam sistematicamente um sobredimensionamento do sistema face ao perfil de consumos das instalações. Esta situação é suportada pela quantidade, por vezes excessiva, de créditos provenientes do mecanismo de *net metering* que se desperdiçam – são atribuídos à comercializadora elétrica sem compensação – ao fim do primeiro ano de vida do sistema. Isto acontece, porque ao fazer uma análise com base no VAL, a ferramenta informática tentará sempre escolher a potência que ofereça a maior margem de lucros possível, sem ter em consideração a quantidade de capital investido. O TIR, por sua vez, tenta maximizar os lucros por cada Euro investido, apresentando uma relação entre o capital investido e os lucros obtidos (Weber, 2014).



## 6. CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO

Concluído o desenvolvimento deste trabalho, torna-se necessário tecer as conclusões retiradas do mesmo, assim como apresentar sugestões que possam futuramente servir de extensão à tese desenvolvida. Neste trabalho, são apresentados os resultados da avaliação de viabilidade económica obtidos através da ferramenta de simulação desenvolvida, para soluções de *net metering* baseadas em dois estudos de caso – setor comercial e residencial.

### 6.1 Conclusões

Nesta dissertação, foi sintetizado o ponto de situação do setor fotovoltaico em Portugal, onde se destacam as alterações nos regimes de micro e minigeração, a chegada da paridade de rede e a urgência na publicação da legislação que regule a produção de energia para autoconsumo com injeção de potência na RESP – denominada *net metering*. Neste contexto, é feita uma revisão da literatura existente acerca do conceito de *net metering*, assim como dos seus benefícios e barreiras. Para além disso, realizou-se um extenso levantamento sobre os quadros legislativos atualmente vigentes a nível internacional, a fim de compreender as melhores práticas de implementação deste mecanismo.

A ferramenta informática desenvolvida permitiu atingir os objetivos inicialmente propostos, resultando numa aplicação totalmente parametrizável, que face a um determinado consumidor, avalia a viabilidade económica e técnica de implementação de soluções de *net metering*. Integrando um sistema de informação geográfica, uma base de dados de equipamento fotovoltaico, conexão direta à ferramenta *online* PVGIS, e permitindo a leitura de ficheiros Excel com dados de consumos de instalações, esta aplicação oferece ao utilizador as funcionalidades necessárias para proceder à avaliação dos seus projetos FV em regimes de *net metering*.

Uma vez que os resultados desta estratégia são fortemente dependentes da aplicação visada, o trabalho baseou-se em dois estudos de caso – setor comercial e residencial. Efetuadas as simulações para o estudo de caso comercial, confirmou-se a viabilidade deste mecanismo para todas as suas variantes consideradas, representando um investimento bastante rentável, tanto a 15 como 25 anos. Para o setor residencial, e considerando a instalação estudada, o investimento apenas se mostrou viável para um sistema de *net metering* com remuneração do excedente injetado na RESP ao preço de mercado (*net metering* puro), cenário este, que é pouco expectável de se concretizar em Portugal, e que tem originado alguma polémica a nível internacional. Assim sendo, e considerando um cenário

mais provável, com remuneração ao preço do mercado grossista, os resultados revelaram-se insatisfatórios para um investimento a 15 anos. No entanto, realizando uma análise económica para o tempo de vida típico dos sistemas FV, a 25 anos, o investimento mostrou-se viável, com valores de VAL e TIR claramente positivos.

O conceito de paridade de rede foi igualmente introduzido e analisado, confirmando-se a chegada deste marco temporal ao setor comercial e residencial em Portugal, tendo em conta que o custo de produção de energia FV é já inferior aos preços de eletricidade praticados pelo mercado.

## 6.2 Trabalho Futuro

Tendo em conta o potencial de parametrização e o nível de complexidade que esta ferramenta informática pode adquirir, seria interessante, do ponto de vista investigacional, dar continuidade ao trabalho desenvolvido nesta dissertação, com o intuito de otimizar os modelos matemáticos e metodologias consideradas, assim como estender a sua aplicabilidade a outras tecnologias e setores. Para tal, propõe-se o estudo e desenvolvimento dos seguintes pontos:

- Aperfeiçoamento dos modelos matemáticos de dimensionamento e otimização da potência ótima dos sistemas FV, tendo em conta a área disponível para instalação dos painéis e equipamento complementar;
- Avaliar e testar o modelo de *net metering* que será, ao que tudo indica, implementado brevemente em Portugal, após publicação do diploma que regula a produção de energia elétrica para autoconsumo, com injeção de potência na RESP;
- Otimização da metodologia de análise de viabilidade económica através de uma escolha da potência ótima baseada em multiobjectivos. O utilizador poderá parametrizar a escolha do dimensionamento ótimo do seu sistema através da análise de múltiplos indicadores financeiros em simultâneo – PRI, VAL, TIR, LCOE, ou outros;
- Aperfeiçoamento do processo de automatização do orçamento do projeto, através de um levantamento mais exaustivo acerca das práticas de orçamentação de sistemas FV, assim como a adição de novos parâmetros;

- Expandir e atualizar as bases de dados referentes aos painéis fotovoltaicos e inversores, com novos modelos e preços. Com o intuito de aumentar a veracidade dos resultados obtidos, apenas foram considerados inversores da SMA nas simulações efetuadas, uma vez que foram disponibilizados preços indicativos de mercado pelo próprio fabricante;
- Extensão dos formatos de leitura de ficheiros Excel com dados dos consumos das instalações, ou eventual desenvolvimento de um algoritmo de leitura genérico para uma gama de formatos mais comuns;
- Ampliar a aplicabilidade da ferramenta para outras tecnologias renováveis, com especial interesse nos sistemas eólicos.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Al-Badi, A., Albadi, M., Al-Lawati, A., & Malik, A. (2011). Economic perspective of PV electricity in Oman. *Energy* 36, 226-232.
- Antonelli, M., & Desideri, U. (2014). The doping effect of Italian feed-in tariffs on the PV market. *Energy Policy* 67, 583-594.
- APESF. (2014a). *Carta aberta da APESF*. Obtido em 25 de Março de 2014, de Associação Portuguesa das Empresas do Sector Fotovoltaico:  
[http://www.apesf.pt/images/anexos/carta%20aberta\\_sector%20fotovoltaico%202014.pdf](http://www.apesf.pt/images/anexos/carta%20aberta_sector%20fotovoltaico%202014.pdf)
- APESF. (2014b). *Comunicado da APESF - Reunião com a DGEG a 14 de Janeiro de 2014*. Obtido em 25 de Março de 2014, de Associação Portuguesa das Empresas do Sector Fotovoltaico:  
[http://www.apesf.pt/images/anexos/comunicado%20apesf\\_reunio%20com%20a%20dgeg%202014%20janeiro2014.pdf](http://www.apesf.pt/images/anexos/comunicado%20apesf_reunio%20com%20a%20dgeg%202014%20janeiro2014.pdf)
- Arboleya, P., Gonzalez-Moran, C., Coto, M., & Garcia, J. (2013). Self-supply and net balance: The Spanish scenario. *2013 International Conference on New Concepts in Smart Cities: Fostering Public and Private Alliances (SmartMILE)* (pp. 1 - 6). Gijon: IEEE.
- Arora, P. (2013). Right Time to Reap Benefits from Residential Solar Rooftop PV in India - A Venture of Millions. *International Journal of Scientific and Research Publications, Volume 3, Issue 7*.
- Audenaert, A., De Boeck, L., De Cleyn, S., Lizin, S., & Adam, J.-F. (2010). An economic evaluation of photovoltaic grid connected systems (PVGCS) in Flanders for companies: A generic model. *Renewable Energy* 35, 2674-2682.
- Baptista, A., Mariano, S., & do Rosario A Calado, M. (2013). Sustainable energy systems: Mini-production with solar photovoltaic energy in Portugal. *13th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)* (pp. 138 - 144). Wroclaw: IEEE.
- Barnes, J., Culley, T., Haynes, R., Passera, L., Wiedman, J., & Jackson, R. (2013). *Freeing the Grid 2013: Best Practices in State Net Metering Policies and Interconnection Procedures*. Interstate Renewable Energy Council (IREC), The Vote Solar Initiative.
- Beach, R., & McGuire, P. (2013). *Evaluating the Benefits and Costs of Net Energy Metering in California*. Crossborder Energy.
- Beavers, D., McGuckin, J., & Sweet, E. (2013). *Community Shared Solar: Review and Recommendations for Massachusetts Models*. Massachusetts Department of Energy Resources.
- Berral, J., Goiri, Í., Nguyen, T., Gavalda, R., Torres, J., & Bianchini, R. (2014). Building Green Cloud Services at Low Cost. *34th International Conference on Distributed Computing Systems (ICDCS 2014)*. Madrid, Spain.
- Biondi, T., & Moretto, M. (2013). Solar Grid Parity Dynamics in Italy: A Real Option Approach. *Nota di Lavoro 109.2013*. Milan, Italy: Fondazione Eni Enrico Mattei.

- Branker, K., Pathak, M., & Pearce, J. (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, 4470–4482.
- Breyer, C., & Gerlach, A. (2013). Global overview on grid-parity. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications Vol. 21, Issue 1*, 121-136.
- Burns, J., & Kang, J. (2012). Comparative economic analysis of supporting policies for residential solar PV in the United States: Solar Renewable Energy Credit (SREC) potential. *Energy Policy* 44, 217-225.
- Cabral, P. (2013). *O setor fotovoltaico em Portugal*. Obtido de PV GRID: [http://www.pvgrid.eu/uploads/media/Pedro\\_Cabral\\_-\\_The\\_PV\\_sector\\_in\\_Portugal.pdf](http://www.pvgrid.eu/uploads/media/Pedro_Cabral_-_The_PV_sector_in_Portugal.pdf)
- Campoccia, A., Dusonchet, L., Telaretti, E., & Zizzo, G. (2009). Comparative analysis of different supporting measures for the production of electrical energy by solar PV and Wind systems: Four representative European cases. *Solar Energy* 83, 287-297.
- Camus, C., & Eusébio, E. (2004). *Gestão da Qualidade e Avaliação de Projectos: Volume 1 - Avaliação de Projectos*. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa - ISEL.
- CanmetENERGY. (2012). *Sector Profile for Solar Photovoltaics in Canada*. CanmetENERGY, Natural Resources Canada.
- Cardoso, F. (2013). Fotovoltáico quer ser visto como eficiência energética. *Edifícios e Energia, Revista Julho/Agosto 2013*, 48-49.
- Cardoso, F. (2014). Demora na legislação para o autoconsumo inquieta sector. *Edifícios e Energia, Revista Janeiro/Fevereiro 2014*, 22-24.
- Chandel, M., Agrawal, G., Mathur, S., & Mathur, A. (2014). Techno-economic analysis of solar photovoltaic power plant for garment zone of Jaipur city. *Case Studies in Thermal Engineering* 2, 1–7.
- Cherrelle. (2012). Solar Photovoltaic Energy Policy in Europe: Losing Sight of What is Right. *Paris: l'Ifri*.
- Chowdhury, S., Sumita, U., Islam, A., & Bedja, I. (2014). Importance of policy for energy system transformation: Diffusion of PV technology in Japan and Germany. *Energy Policy* 68, 285–293.
- Christoforidis, G., Chrysochos, A., Papagiannis, G., & Hatzipanayi, M. (2013). Promoting PV energy through net metering optimization: The PV-NET project. *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2013 International Conference on* (pp. 1117 - 1122). Madrid: IEEE.
- CNEE. (2008). *Norma Técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable - NTGDR - y usuarios autoprodutores con excedentes de energía*. Obtido de Comision Nacional de Energia Electrica: <http://www.cnee.gob.gt/estudioselectricos/Normas%20Tecnicas/08%20NTGDR.pdf>
- Cooper, W., Cornick, M., & Redmon, A. (2011). Capital budgeting: A 1990 study of Fortune 500 company practices. *Journal of Applied Business Research (JABR)*, 8(3), 20-23.



- Corbett, J. (2013). Using information systems to improve energy efficiency: Do smart meters make a difference? *Information Systems Frontiers, Volume 15, Issue 5*, 747-760.
- Couture, T., & Gagnon, Y. (2010). An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy Policy* 38, 955-965.
- Craver Jr., T. (2013). Raising Our Game. *Electric Perspectives Vol. 38 Issue 5*, 18-25.
- Curran, P., & Clarke, P. W. (2013). *Net Metering - Report Version 2*. Camco Clean Energy.
- Darghouth, N., Barbose, G., & Wiser, R. (2011). The impact of rate design and net metering on the bill savings from distributed PV for residential customers in California. *Energy Policy* 39, 5243-5253.
- Darghouth, N., Barbose, G., & Wiser, R. (2013). Customer-economics of residential photovoltaic systems (Part1): The impact of high renewable energy penetrations on electricity bill savings with net metering. *Energy Policy* 67, 290-300.
- Del Carpio-Huayllas, T. E., & Ramos, D. S. (2013). Economic Evaluation of a Residential Solar Microgrid Connected to the Distribution System. *IEEE PES Conference On Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA)* (pp. 1-6). Sao Paulo: IEEE.
- Del Carpio-Huayllas, T. E., Ramos, D. S., & Vasquez-Arnez, R. (2012). Feed-in and Net Metering Tariffs: An Assessment for their Application on Microgrid Systems. *6th IEEE/PES Latin America Transmission and Distribution Conference* (pp. 1-6). Montevideo: IEEE.
- Del Rio, P., & Gual, M. (2007). An integrated assessment of the feed-in tariff system in Spain. *Energy Policy* 35, 994-1012.
- Despacho DGEG de 26 de Dezembro de 2013. (2013). Obtido de <http://www.renovaveisnagora.pt/>
- Dietrich, M. (2013). *Net-Metering Reference Guide How to avail solar roof tops and other renewables below 100 KW in the Philippines*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.
- DSIRE. (2013). *Database of State Incentives for Renewables and Efficiency*. Obtido em Outubro de 2013, de <http://www.dsireusa.org/>
- Dufo-López, R. (2014). *Software iHOGA*. Obtido em 7 de Abril de 2014, de [http://personal.unizar.es/rdufo/images/ihoga/User\\_Manual.pdf](http://personal.unizar.es/rdufo/images/ihoga/User_Manual.pdf)
- Duke, R., Williams, R., & Payne, A. (2005). Accelerating residential PV expansion: demand analysis for competitive electricity markets. *Energy Policy* 33, 1912-1929.
- Dusonchet, L., & Telaretti, E. (2010). Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries. *Energy Policy* 38, 3297-3308.
- EC. (2013). *Communication from the Commission: Delivering the internal electricity market and making the most of public intervention, 5 November 2013*. Obtido de European Commission:

- [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/doc/com\\_2013\\_public\\_intervention\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/com_2013_public_intervention_en.pdf)
- EDP. (2014). *Composição dos preços da eletricidade*. Obtido de EDP - Energias de Portugal, S.A.: <https://energia.edp.pt/empresas/apoio-ao-cliente/composicao-precos-da-eletricidade.aspx>
- EEL. (2013). *Straight Talk About Net Metering*. Obtido em 31 de Outubro de 2013, de Edison Electric Institute: <http://www.eei.org/issuesandpolicy/generation/NetMetering/Pages/default.aspx>
- Elkinton, M., McGowan, J., & Manwell, J. (2009). Wind power systems for zero net energy housing in the United States. *Renewable Energy* 34, 1270-1278.
- Elliston, B., MacGill, I., & Diesendorf, M. (2010). Grid parity: A potentially misleading concept? *Solar2010, the 48th AuSES Annual Conference*. Canberra, ACT, Australia.
- Emtairah, T., Myrsaliev, N., & Samborsky, B. (2013). Arab Renewable Energy Index: Investigating the Investment Climate for Renewable Energy in the Arab Region. *Renewable Energy World Conference & Expo North America 2013*. Orlando, FL, United States.
- Engelmeier, T., Anand, M., Khurana, J., Loond, T., & Goel, P. (2013). *The India Solar Handbook*. New Delhi: BRIDGE TO INDIA.
- EPIA. (2011). *Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector – On the road to competitiveness*. European Photovoltaic Industry Association.
- EPIA. (2013). *Self consumption of PV electricity*. Obtido em 31 de Outubro de 2013, de European Photovoltaic Industry Association: [http://www.epia.org/fileadmin/user\\_upload/Position\\_Papers/Self\\_and\\_direct\\_consumption\\_-\\_position\\_paper\\_-\\_final\\_version.pdf](http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Position_Papers/Self_and_direct_consumption_-_position_paper_-_final_version.pdf)
- EPIA. (2014). *Portugal: Drastic cuts of the feed-in tariff scheme*. Obtido em 8 de Abril de 2014, de European Photovoltaic Industry Association: <http://www.epia.org/news/news/?page=8>
- ERC Resolution No. 09, Series of 2013. (2013). Obtido de <http://www.erc.gov.ph/>
- Falconett, I., & Nagasaka, K. (2010). Comparative analysis of support mechanisms for renewable energy technologies using probability distributions. *Renew. Energy* 35, 1135-1144.
- Fechner, H., & Leonhartsberger, K. (2013). *National Survey Report of PV Power Applications in Austria 2012*. Obtido em 24 de Outubro de 2013, de International Energy Agency: <http://www.iea-pvps.org/>
- Fokaides, P., & Kylili, A. (2013). Towards grid parity in insular energy systems: The case of photovoltaics (PV) in Cyprus. *Energy Policy* 65, 223–228.
- Fox, K., Keyes, J., & Sheehan, M. (2008). Interconnection and net metering of distributed generation. *IREC Telephone Seminar*.
- Freeing the Grid. (2014). *Best Practices in State Net Metering Policies and Interconnection Procedures*. Obtido em 27 de Março de 2014, de Freeing the Grid 2014: <http://freeingthegrid.org/>

- Fronzel, M., Ritter, N., & Schmidt, C. (2008). Germany's solar cell promotion: dark clouds on the horizon. *Energy Policy* 36, 4198-4204.
- García-Alvarez, M., & Mariz-Pérez, R. (2012). Analysis of the Success of Feed-in Tariff for Renewable Energy Promotion Mechanism in the EU: Lessons from Germany and Spain. *Procedia Soc Behav Sci* 65, 52-57.
- GIZ. (2012). *Legal Frameworks for Renewable Energy - Policy Analysis for 15 Developing and Emerging Countries*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.
- Greacen, C., Plevin, R., & Greacen, C. (2003). Thai power: Net metering comes to Thailand. *Refocus*, 34-37.
- GreenPRO. (2004). *Energia Fotovoltaica: Manual sobre tecnologias, projecto e instalação*. Obtido de GreenPRO: <http://www.greenpro.de/po/fotovoltaico.pdf>
- Haas, R., Resch, G., Panzer, C., Busch, S., Ragwitz, M., & Held, A. (2011). Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources - Lessons from EU countries. *Energy* 36, 2186-2193.
- Hadjipanayi, M., Georghiou, G. E., De la Rosa, P., Papagiannis, G., Virtic, P., Oliveira, J., . . . Poize, N. (2013). Promotion of PV Energy through net metering optimization (PV-NET project). *2nd International Energy Conference on Power Options for the Eastern Mediterranean Region (POEM)*. Nicosia, Cyprus.
- Holdermann, C., Kissel, J., & Beigel, J. (2013). Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. *Energy Policy* 67, 612-617.
- HOMER Energy. (2014). *HOMER Renewable Energy Software*. Obtido em 7 de Abril de 2014, de <http://homerenergy.com/software.html>
- Huang, S.-R., Chang, P.-L., Hwang, Y.-W., & Ma, Y.-H. (2014). Evaluating the productivity and financial feasibility of a vertical-axis micro-hydro energy generation project using operation simulations. *Renewable Energy* 66, 241-250.
- Hughes, L., & Bell, J. (2006). Compensating customer-generators: a taxonomy describing methods of compensating customer-generators for electricity supplied to the grid. *Energy Policy* 34, 1532-1539.
- Huijben, J., & Verbong, G. (2013). Breakthrough without subsidies? PV business model experiments in the Netherlands. *Energy Policy* 56, 362-370.
- Hüsser, P. (2013). *National Survey Report of PV Power Applications in Switzerland 2012*. Obtido em 13 de Outubro de 2013, de International Energy Agency: <http://www.iea-pvps.org/>
- IEA. (2013). *Trends in Photovoltaic Applications 2013*. International Energy Agency.
- Jacobs, D., & Sovacool, B. (2012). Feed-in tariffs and other support mechanisms for solar PV promotion. *Compr. Renew. Energy* 1, 73-109.
- Jäger-Waldau, A. (2013). *PV Status Report 2013*. Ispra (VA), Italy: Joint Research Centre of the European Commission.

- Jannuzzi, G., & de Melo, C. (2013). Grid-connected photovoltaic in Brazil: Policies and potential impacts for 2030. *Energy for Sustainable Development* 17, 40-46.
- Jenner, S., Groba, F., & Indvik, J. (2013). Assessing the strength and effectiveness of renewable electricity feed-in tariffs in European Union countries. *Energy Policy* 52, 385-401.
- Kind, P. (2013). *Disruptive Challenges: Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business*. Edison Electric Institute (EEI).
- Koutroulis, E., & Blaabjerg, F. (2013). Design Optimization of Transformerless Grid-Connected PV Inverters Including Reliability. *IEEE Transactions on Power Electronics*, Volume: 28, Issue: 1, 325 - 335.
- Lacchini, C., & Dos Santos, J. (2013). Photovoltaic energy generation in Brazil - Cost analysis using coal-fired power plants as comparison. *Renewable Energy* 52, 183-189.
- Lambert, T., Gilman, P., & Lilienthal, P. (2006). Micropower System Modeling with HOMER. Em F. Farret, & M. Simões, *Integration of Alternative Sources of Energy* (pp. 379-418). John Wiley & Sons, Inc.
- Ley Nº 20.571/2012. (2012). Obtido de [http://www.cne.cl/archivos\\_bajar/Ley20571.pdf](http://www.cne.cl/archivos_bajar/Ley20571.pdf) (Em Espanhol)
- Lindahl, J. (2013). *National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2012*. Obtido em 13 de Outubro de 2013, de International Energy Agency: <http://www.iea-pvps.org/>
- Liu, H., Masera, D., & Esser, L. (2013). *World Small Hydropower Development Report 2013*. United Nations Industrial Development Organization; International Center on Small Hydro Power.
- Lu, Z., Liebman, A., & Dong, Z. (2006). Power Generation Investment Opportunities Evaluation: A Comparison between Net Present Value and Real Options Approach. *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*. Montreal, Que.: IEEE.
- Luukkonen, P., Bateman, P., Hiscock, J., Poissant, Y., Howard, D., & Dignard-Bailey, L. (2013). *National Survey Report of PV Power Applications in Canada 2012*. Obtido em 12 de Outubro de 2013, de International Energy Agency : <http://www.iea-pvps.org/>
- Magni, C. (2010). Average Internal Rate of Return and Investment Decisions: A New Perspective. *The Engineering Economist*, Vol. 55, No. 2, 150-180.
- Manz, D., Walling, R., Miller, N., LaRose, B., D'Aquila, R., & Daryanian, B. (2014). The Grid of the Future: Ten Trends That Will Shape the Grid Over the Next Decade. *Power and Energy Magazine, IEEE*, Volume: 12, Issue: 3, 26-36.
- Martin, N., & Rice, J. (2013). The solar photovoltaic feed-in tariff scheme in New South Wales, Australia. *Energy Policy* 61, 697-706.
- Masson, G., & Latour, M. (2012). *Major shortcomings of existing support schemes towards grid parity achievement in target countries*. Obtido em 1 de Abril de 2014, de PV Parity: <http://www.pvparity.eu/results/pvmarketssupportschemes/>

- Masson, G., Latour, M., Reking, M., Theologitis, I., & Papoutsis, M. (2013). *Global Market Outlook For Photovoltaics 2013-2017*. EPIA.
- Mermoud, A., & Wittmer, B. (2014). *PVsyst User's Manual*. Obtido em 7 de Abril de 2014, de [http://www.pvsyst.com/images/pdf/PVsyst\\_Tutorials.pdf](http://www.pvsyst.com/images/pdf/PVsyst_Tutorials.pdf)
- Mints, P. (2012). The history and future of incentives and the photovoltaic industry and how demand is driven. *Prog. Photovolt.: Res. Appl.* 20, 711–716.
- Mishra, A., Irwin, D., Shenoy, P., Kurose, J., & Zhu, T. (2013). GreenCharge: Managing Renewable Energy in Smart Buildings. *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, Vol. 31, Issue 7, 1281 - 1293.
- Moosavian, S., Rahim, N., Selvaraj, J., & Solangi, K. (2013). Energy policy to promote photovoltaic generation. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 25, 44–58.
- Munoz, L., Huijben, J., Verhees, B., & Verbong, G. (2014). The power of grid parity: A discursive approach. *Technological Forecasting & Social Change*.
- Neubourg, G. (2013). *National Survey Report of PV Power Applications in Belgium 2012*. Obtido em 11 de Outubro de 2013, de International Energy Agency: <http://www.iea-pvps.org/>
- NL Agency. (2013). *National Survey Report of PV Power Applications in the Netherlands 2012*. Obtido em 13 de Outubro de 2013, de International Energy Agency: <http://www.iea-pvps.org/>
- Olson, C., Luxembourg, S., van Sark, W., & Sinke, W. (2013). Is Grid Parity an Indicator for PV Market Expansion in the Netherlands? *EU PVSEC*. Paris: ECN Solar Energy.
- Osborne, M. (2010). A resolution to the NPV–IRR debate? *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 234–239.
- Pablo-Romero, M. (2013). Solar Energy: Incentives to Promote PV in EU27. *AIMS Energy*, 28-47.
- Pérez, D., Cervantes, V., Báez, M. J., & González-Puelles, J. (2012). *PV Grid Parity Monitor*. Eclareon.
- Pérez, D., Cervantes, V., Báez, M., & Domínguez, F. (2013). *PV Grid Parity Residential Sector 2nd issue*. Eclareon S.L.
- Pirnia, M., Nathwani, J., & Fuller, D. (2011). Ontario feed-in-tariffs: system planning implications and impacts on social welfare. *Electr. J.* 24 (8), 18-28.
- Policy for Development of Renewable Energy for Power Generation. (2006). Obtido de <http://www.aedb.org/Policy/REpolicy.pdf>
- Polysun. (2014). *Polysun Simulation Software*. Obtido em 7 de Abril de 2014, de <http://www.velasolaris.com/english/home.html>
- Poullikkas, A. (2013). A comparative assessment of net metering and feed in tariff schemes for residential PV systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 3, 1-8.
- Poullikkas, A., Kourtis, G., & Hadjipaschalis, I. (2012). An overview of the EU Member States support schemes for the promotion of renewable energy sources. *International Journal of Energy and Environment (IJEE)*, Volume 3, Issue 4, 553-566.

- Poullikkas, A., Kourtis, G., & Hadjipaschalis, I. (2013). A review of net metering mechanism for electricity. *International Journal of Energy and Environment Volume 4, Issue 6*, 975-1002.
- PUA. (2013). *The Israeli Renewable Energy market and regulation: current status report*. Obtido em 16 de Outubro de 2013, de Public Utilities Authority - Electricity: [http://www.pua.gov.il/Sip\\_storage/FILES/6/3026.pdf](http://www.pua.gov.il/Sip_storage/FILES/6/3026.pdf)
- PV GRID. (2013). Obtido em 9 de Abril de 2014, de PV GRID Project: <http://www.pvgrid.eu/home.html>
- PV Parity. (2013a). *How to support different photovoltaic applications in the achievement of competitiveness and beyond*. Obtido em 30 de Março de 2014, de PV Parity Project: <http://www.pvparity.eu/home/>
- PV Parity. (2013b). *Recomendações nacionais Portugal*. Obtido em 2014 de Fevereiro de 9, de PV Parity: [www.pvparity.eu](http://www.pvparity.eu)
- PVsyst. (2014). Obtido em 7 de Abril de 2014, de PVsyst Photovoltaic Software: <http://www.pvsyst.com/en/>
- QCA. (2013). *Estimating a Fair and Reasonable Solar Feed-in Tariff for Queensland*. Queensland Competition Authority.
- Qoaider, L., & Steinbrecht, D. (2010). Photovoltaic systems: A cost competitive option to supply energy to off-grid agricultural communities in arid regions. *Applied Energy* 87, 427-435.
- Rampinelli, G., Krenzinger, A., & Romero, F. (2014). Mathematical models for efficiency of inverters used in grid connected photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 34, 578-587.
- Reglamento Medición Neta. (2012). Obtido de <http://www.cne.gov.do/app/do/download.aspx?id=2342>
- REN21. (2013). *Renewables Global Status Report 2013*. Obtido em 10 de Outubro de 2013, de Renewable Energy Policy Network for the 21st Century: <http://www.ren21.net/>
- RES Legal Europe. (2014). *Legal sources on renewable energy*. Obtido em Março de 2014, de <http://www.res-legal.eu/>
- Resolução Normativa ANEEL 482/2012. (2012). Obtido de <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>
- Resolución AN No. 2060-Elec. (2008). Obtido de [http://www.asep.gob.pa/electric/Anexos/ANEXO\\_2060\\_1.pdf](http://www.asep.gob.pa/electric/Anexos/ANEXO_2060_1.pdf) (Em Espanhol)
- Resolución AN No. 5399-Elec. (2012). Obtido de [http://www.asep.gob.pa/www/pdf/anno\\_5399\\_elec.pdf](http://www.asep.gob.pa/www/pdf/anno_5399_elec.pdf) (Em Espanhol)
- Rose, J., Chapman, S., Rose, G., Jackson, R., Weidman, J., Keyes, J., . . . Murchie, C. (2009). *Freeing the Grid Best and Worst Practices in State Net Metering Policies and Interconnection Procedures*. Network for New Energy Choices.
- Roy, B., Basu, A., & Paul, S. (2014). Techno-economic feasibility analysis of a grid connected solar photovoltaic power system for a residential load. *Automation, Control, Energy*

- and Systems (ACES), 2014 First International Conference on (pp. 1 - 5). Hooghy: IEEE.
- Samborsky, B., Myrsalieva, N., & Mahmoud, M. (2013). *Arab Future Energy Index™(AFEX)*. Regional Center for Renewable Energy and Energy Efficiency (RCREEE).
- Sanders, R., & Milford, L. (2014). *Clean Energy for Resilient Communities: Expanding Solar Generation in Baltimore's Low-Income Neighborhoods*. Clean Energy Group.
- Sarasa-Maestro, C. J., Dufo-López, R., & Bernal-Agustín, J. L. (2013). Photovoltaic remuneration policies in the European Union. *Energy Policy*, 317-328.
- Seel, J., Barbose, G., & Wiser, R. (2014). An analysis of residential PV system price differences between the United States and Germany. *Energy Policy* 69, 216–226.
- SEI. (2012). *Driving Technological Innovation for a Low-Carbon Society. Case Studies for Solar Photovoltaics and Carbon Capture and Storage*. Stockholm Environment Institute.
- SEIA. (2013). *Solar Net Metering by State*. Obtido em Outubro de 2013, de Solar Energy Industries Association: <http://www.seia.org/research-resources/net-metering-state>
- Serrano-Casares, F., Mateos, A., & Fernandez-Guerrero, J. (2013). Study of Self-Consumption and Net Metering Photovoltaic System. *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition* (pp. 4762 - 4766). Paris: EU PVSEC.
- Siderer, Y., & Dann, S. (2013). *National Survey Report of PV Power Applications in Israel 2012*. Obtido em 13 de Outubro de 2013, de International Energy Agency: <http://www.iea-pvps.org/>
- Sinha, S., & Chandel, S. (2014). Review of software tools for hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 32, 192-205.
- SMA. (2014). Obtido em 7 de Abril de 2014, de <http://www.sma.de/en/>
- Spertino, F., Di Leo, P., & Cocina, V. (2013). Economic analysis of investment in the rooftop photovoltaic systems: A long-term research in the two main markets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 28, 531–540.
- Stadler, I., Bhandari, R., & Madeiro, D. (2010). *Implementation of small grid connected decentralized power generators using renewable energies*. Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH.
- Stanford, V. (2013). Rooftop Revolution?: Comparative Effectiveness of State Policy Incentives for Encouraging Residential Solar Adoption in the United States. *Association for Public Policy and Management Annual Conference*. Washington, DC.
- Sun, Y., Hof, A., Wang, R., Liu, J., Lin, Y., & Yang, D. (2013). GIS-based approach for potential analysis of solar PV generation at the regional scale: A case study of Fujian Province. *Energy Policy* 58, 248–259.
- SunEdison/A.T. Kearney. (2011). *Enabling the European consumer to generate power for self-consumption*. SunEdison.

- Swift, K. (2013). A comparison of the cost and financial returns for solar photovoltaic systems installed by businesses in different locations across the United States. *Renewable Energy* 57, 137-143.
- Tanton, T. (2014). *Reforming Net Metering: Providing a Bright and Equitable Future*. American Legislative Exchange Council.
- Thygesen, R., & Karlsson, B. (2014). Simulation and analysis of a solar assisted heat pump system with two different storage types for high levels of PV electricity self-consumption. *Solar Energy* 103, 19-27.
- Tudisca, S., Trapani, A., Sgroi, F., Testa, R., & Squatrito, R. (2013). Economic analysis of PV systems on buildings in Sicilian farms. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 28, 691-701.
- Valentin Software. (2014). Obtido em 7 de Abril de 2014, de Valentin Software: <http://www.valentin-software.com/sites/default/files/downloads/handbuecher/en/manual-pvsol-en.pdf>
- van Sark, W., Muizebelt, P., Cace, J., de Vries, A., & de Rijk, P. (2014). Price development of photovoltaic modules, inverters, and systems in the Netherlands in 2012. *Renewable Energy* 71, 18-22.
- Wan, Y. (1996). *Net Metering Programs, NREL/SP-460-21651, Topical Issues Brief.* . Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Wand, R., & Leuthold, F. (2011). Feed-in tariffs for photovoltaics: Learning by doing in Germany? *Applied Energy* 88, 4387-4399.
- Weber, T. (2014). On the (non-)equivalence of IRR and NPV. *Journal of Mathematical Economics* 52, 25-39.
- Weissman, S., & Johnson, N. (2012). *The Statewide Benefits Of Net-Metering In California & the Consequences of Changes to the Program*. Berkeley Law.
- Wijayatunga, P. (2014). Regulation for renewable energy development: Lessons from Sri Lanka experience. *Renewable Energy* 61, 29-32.
- Williamson, B. (2008). *Economics of Commercial Photovoltaic and Net Metering*. Louisiana: Louisiana Department of Natural Resources, Technology Assessment division.
- Wood, L., & Borlick, R. (2013). *Value of the Grid to DG Customers*. IEE Issue Brief.
- Yamamoto, Y. (2012). Pricing electricity from residential photovoltaic systems: A comparison of feed-in tariffs, net metering, and net purchase and sale. *Solar Energy* 86, 2678-2685.
- Yang, C. (2010). Reconsidering solar grid parity. *Energy Policy* 38, 3270-3273.



# ANEXOS

## Anexos 1 – Dados PORDATA

**PORDATA**

**FUNDAÇÃO**  
FRANCISCO MANUEL DOS SANTOS

### Preços da electricidade para utilizadores industriais e domésticos (Euro/Ecu)

Euro (a partir de 1/1/1999) /  
ECU (até 31/12/1998) -  
Taxa de Variação

Anos	Preços da electricidade para utilizadores domésticos (por kWh)	Preços da electricidade para utilizadores industriais (por kWh)
	Portugal	Portugal
1991	-	-
1992	14,9	16,6
1993	11,0	2,9
1994	-7,5	-11,5
1995	0,1	-5,5
1996	0,2	-5,4
1997	1,4	-0,9
1998	-2,1	-5,0
1999	-4,0	-9,2
2000	-0,6	-0,6
2001	0,5	1,2
2002	1,9	2,2
2003	2,8	1,1
2004	2,1	1,8
2005	2,3	4,2
2006	2,1	14,6
2007	6,4	5,2
2008	1, -1,2	1, 4,0
2009	1,8	4,8
2010	5,0	-0,2
2011	4,4	6,7
2012	20,5	33,9
2013	4,4	0,9

Fontes de Dados: Eurostat / Institutos Nacionais de Estatística /  
Ministérios, Agências de Energia ou, em caso de monopólios, as  
companhias de electricidade  
Fonte: PORDATA  
Última actualização: 2014-01-21

## Simbologia

⊥ Quebra de série	Pro Valor provisório	Pre Valor preliminar
... Confidencial	x Valor não disponível	e Dado inferior a metade do módulo da unidade utilizada
// Não aplicável ou zero ou zero por defeito	f Valor previsto	§ Dado com coeficiente de variação elevado
- Ausência de valor	Rv Valor revisto	(R) Dados rectificados pela entidade responsável
N Valor negligenciável	s Valor estimado	u Valor incerto ou não confiável

## Anexos 2 – Equipamento



### ELECTRICAL DATA | STC

Electrical Data	CS6X-300P	CS6X-305P	CS6X-310P
Nominal Maximum Power (P <sub>max</sub> )	300 W	305 W	310 W
Optimum Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	36.1 V	36.3 V	36.4 V
Optimum Operating Current (I <sub>mp</sub> )	8.30 A	8.41 A	8.52 A
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	44.6 V	44.8 V	44.9 V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	8.87 A	8.97 A	9.08 A
Module Efficiency	15.63 %	15.90 %	16.16 %
Operating Temperature	-40 °C ~ +85 °C		
Maximum System Voltage	1000 V (IEC) / 1000 V (UL) / 600 V (UL)		
Maximum Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ +5 W		

\*Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

### ELECTRICAL DATA | NOCT

Electrical Data	CS6X-300P	CS6X-305P	CS6X-310P
Nominal Maximum Power (P <sub>max</sub> )	218 W	221 W	225 W
Optimum Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	32.9 V	33.1 V	33.2 V
Optimum Operating Current (I <sub>mp</sub> )	6.61 A	6.68 A	6.77 A
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	41.0 V	41.2 V	41.3 V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	7.19 A	7.27 A	7.36 A

\*Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

### MODULE | MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6inch
Cell Arrangement	72 (6 x 12)
Dimensions	1954 x 982 x 40mm (76.93 x 38.7 x 1.57in)
Weight	22kg (48.5 lbs)
Front Cover	3.2mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-BOX	IP67, 3 diodes
Cable	4mm <sup>2</sup> (IEC)/4mm <sup>2</sup> & 12AWG 1000 V (UL1000V)/12AWG (UL600V), 1150mm/1300mm**
Connectors	MC4 or MC4 comparable
Standard Packaging	24pcs, 608kg (quantity and weight per pallet)
Module Pieces per container	528pcs (40'HQ)

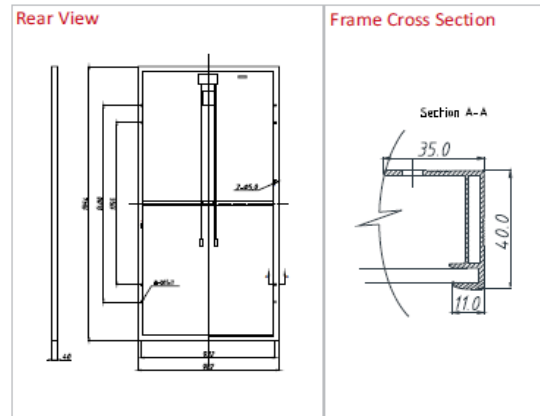
### TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (P <sub>max</sub> )	-0.43 %/°C
Temperature Coefficient (V <sub>oc</sub> )	-0.34 %/°C
Temperature Coefficient (I <sub>sc</sub> )	0.065 %/°C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

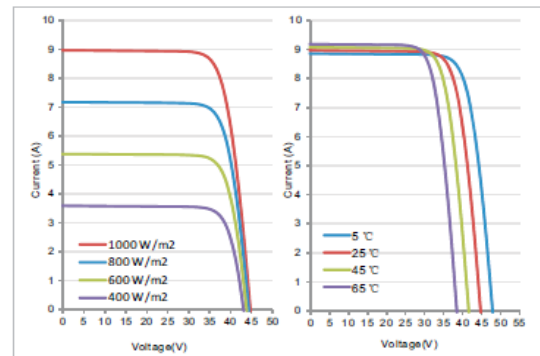
### PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Industry leading performance at low irradiance, +96.5% module efficiency from an irradiance of 1000W/m<sup>2</sup> to 200W/m<sup>2</sup> (AM 1.5, 25 °C)

### MODULE | ENGINEERING DRAWING



### CS6X-305P | I-V CURVES



### Partner Section

As there are different certification requirements in different markets, please contact your sales representative for the specific certificates applicable to your products. The specification and key features described in this Datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

\*\*The CS6X with cable of 1300mm is only for Canadian market.

www.canadiansolar.com  
support@canadiansolar.com

Canadian Solar Inc. May 2014. All rights reserved  
PV Module Product Datasheet | V4.13CS\_EN  
Caution: Please read safety and installation instructions before using the product.

## ELECTRICAL SPECIFICATIONS

### Standard Test Conditions (STC)

STC = 1000 W/M<sup>2</sup> irradiance, 25°C module temperature, AM 1.5 spectrum\*

	KD240GX-LFB	KD245GX-LFB	KD250GX-LFB	
P <sub>mp</sub>	240	245	250	W
V <sub>mp</sub>	29.8	29.8	29.8	V
I <sub>mp</sub>	8.06	8.23	8.39	A
V <sub>oc</sub>	36.9	36.9	36.9	V
I <sub>sc</sub>	8.59	8.91	9.09	A
P <sub>tolerance</sub>	+5/-3	+5/-3	+5/-3	%

### Nominal Operating Cell Temperature Conditions (NOCT)

NOCT = 800 W/M<sup>2</sup> irradiance, 20°C ambient temperature, AM 1.5 spectrum\*

T <sub>NOCT</sub>	45	45	45	°C
P <sub>max</sub>	172	176	180	W
V <sub>mp</sub>	26.7	26.8	26.8	V
I <sub>mp</sub>	6.45	6.58	6.72	A
V <sub>oc</sub>	33.7	33.7	33.7	V
I <sub>sc</sub>	6.95	7.21	7.36	A
PTC	217.3	219.1	223.7	W

### Temperature Coefficients

P <sub>max</sub>	-0.46	-0.46	-0.46	%/°C
V <sub>mp</sub>	-0.52	-0.52	-0.52	%/°C
I <sub>mp</sub>	0.0064	0.0065	0.0065	%/°C
V <sub>oc</sub>	-0.36	-0.36	-0.36	%/°C
I <sub>sc</sub>	0.060	0.060	0.060	%/°C
Operating Temp	-40 to +90	-40 to +90	-40 to +90	°C

### System Design

Series Fuse Rating	15 A
Maximum DC System Voltage (UL)	600 V
Hailstone Impact	1 in (25mm) @ 51mph (23m/s)

\* Subject to simulator measurement uncertainty of +/- 3%.  
KYOCERA reserves the right to modify these specifications without notice.

NEC 2008 COMPLIANT  
UL 1703 LISTED



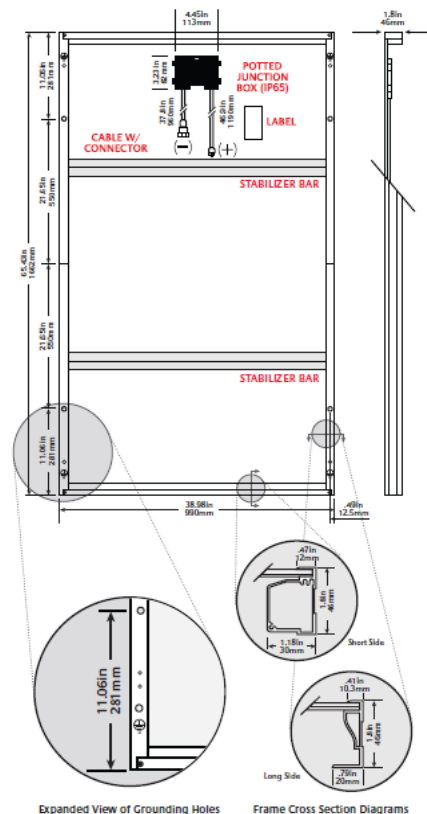
WARNING: Read the instruction manual in its entirety prior to handling, installing & operating Kyocera Solar modules.

## MODULE CHARACTERISTICS

Dimensions: length/width/height	65.43in/38.98in/1.8in (1662mm/990mm/46mm)
Weight:	46.3lbs (21.0kg)

## PACKAGING SPECIFICATIONS

Modules per pallet:	20
Pallets per 53' container:	36
Pallet box dimensions: length/width/height	66in/40in/47in (1675mm/1005mm/1175mm)
Pallet box weight:	1040 lbs (470kg)



Expanded View of Grounding Holes

Frame Cross Section Diagrams

### Legend

- MOUNTING HOLES .35in (9mm)
- DRAINAGE HOLES
- ⊕ GROUND SYMBOL .35in (9mm)

041212

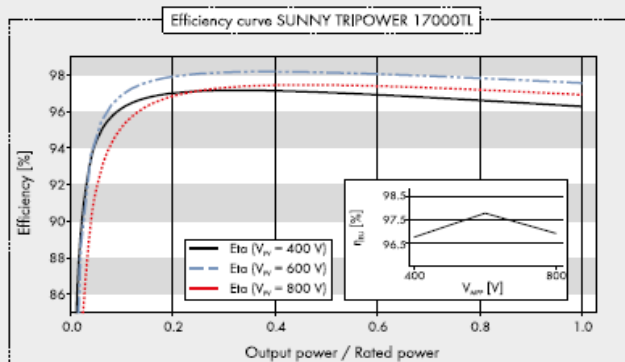
OUR VALUED PARTNER

KYOCERA Solar, Inc. 800-223-9580 800-523-2329 fax www.kyocerasolar.com

# SUNNY TRIPOWER

## 10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL

Technical Data	Sunny Tripower 10000TL	Sunny Tripower 12000TL
<b>Input (DC)</b>		
Max. DC power (@ $\cos \phi = 1$ )	10200 W	12250 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V – 800 V / 600 V	380 V – 800 V / 600 V
Min. input voltage / initial input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	22 A / 11 A	22 A / 11 A
Max. input current per string input A <sup>2</sup> / input B <sup>2</sup>	33 A / 12.5 A	33 A / 12.5 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:4; B:1	2 / A:4; B:1
<b>Output (AC)</b>		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	10000 W	12000 W
Max. apparent AC power	10000 VA	12000 VA
Nominal AC voltage	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Nominal AC voltage range	160 V – 280 V	160 V – 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz
Rated grid frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	16 A	19.2 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement factor	0 overexcited... 0 underexcited	0 overexcited... 0 underexcited
Phase conductors / connection phases	3 / 3	3 / 3
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency / European efficiency	98.1 % / 97.7 %	98.1 % / 97.7 %
<b>Protection</b>		
Inputs-side disconnection device	●	●
Ground-fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC surge arrester Type II, can be integrated	○	○
DC reverse-polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / –	● / ● / –
All-pole sensitive residual current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)
Weight	59 kg (130.07 lb)	59 kg (130.07 lb)
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)
Noise emission (typical)	51 dB(A)	51 dB(A)
Self-consumption at night	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %	100 %
<b>Features</b>		
DC terminal / AC terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal
Display	Graphic	Graphic
Interface: RS485, Bluetooth®, Speedwire/Webconnect	○ / ● / ○	○ / ● / ○
Multi-function relay / Power Control Module	○ / ○	○ / ○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (more available on request)	AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438 <sup>1</sup> , G59/3, IEC 61727 (MEA/PEA), IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-ARN 4105	
Type designation	STP 10000TL-10	STP 12000TL-10



## Accessories



<sup>1</sup> Does not apply to all national deviations of EN 50438  
<sup>2</sup> To be observed in case of a short circuit in the electronic string fuse

● Standard features ○ Optional features — Not available  
 Angaben bei Nennbedingungen  
 Status: June 2014

Technical Data	Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 17000TL
<b>Input (DC)</b>		
Max. DC power (@ $\cos \phi = 1$ )	15340 W	17410 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	360 V - 800 V / 600 V	400 V - 800 V / 600 V
Min. input voltage / initial input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 11 A	33 A / 11 A
Max. input current per string input A <sup>2</sup> / input B <sup>2</sup>	40 A / 12.5 A	40 A / 12.5 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:5; B:1	2 / A:5; B:1
<b>Output (AC)</b>		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	15000 W	17000 W
Max. apparent AC power	15000 VA	17000 VA
Nominal AC voltage	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Nominal AC voltage range	160 V - 280 V	160 V - 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz
Rated grid frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	24 A	24.6 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement factor	0 overexcited... 0 underexcited	0 overexcited... 0 underexcited
Phase conductors / connection phases	3 / 3	3 / 3
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency / European efficiency	98.2% / 97.8%	98.2% / 97.8%
<b>Protection</b>		
Input-side disconnection device	●	●
Ground-fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC surge arrester Type II, can be integrated	○	○
DC reverse-polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / —	● / ● / —
All-pole sensitive residual current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)
Weight	59 kg (130.07 lb)	59 kg (130.07 lb)
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)
Noise emission (typical)	51 dB(A)	51 dB(A)
Self-consumption at night	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %	100 %
<b>Features</b>		
DC terminal / AC terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal
Display	Graphic	Graphic
Interface: RS485, Bluetooth®, Speedwire/Webconnect	○ / ● / ○	○ / ● / ○
Multi-function relay / Power Control Module	○ / ○	○ / ○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (more available on request)	AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438 <sup>1</sup> , G59/3, IEC 61727 (MEA/PEA), IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-ARN 4105	
Type designation	STP 15000TL-10	STP 17000TL-10